Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale” n. 298 del 23 dicembre 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

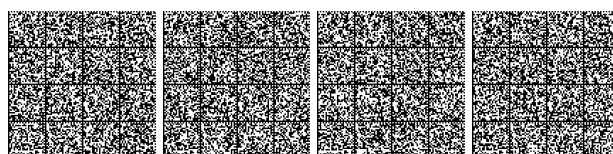
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Mercoledì, 23 dicembre 2009** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 240

AUTORITÀ
PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/elt n. 149 - 150 - 152 - 153 - 154 - 155 - 162 - 163 - 167 - 168 - 169 - 171 - 172/09; Deliberazioni ARG/gas n. 164 - 165/09; Deliberazione ARG/com n. 170/09.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 14 ottobre 2009.

Modifiche urgenti agli obblighi di comunicazione in capo agli esercenti del servizio di maggior tutela ai fini dell'applicazione dei corrispettivi PED non monorari di cui alla deliberazione 6 agosto 2009, ARG/elt 112/09. (Deliberazione ARG/elt 149/09)**.**

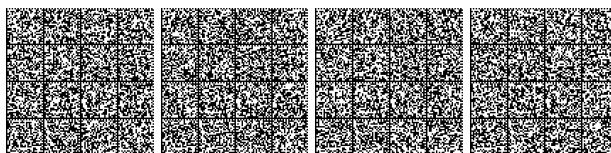
L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 ottobre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (*load profiling* per fasce), approvato con deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 56/08);
- la deliberazione dell'Autorità 15 ottobre 2008, ARG/com 148/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 148/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/elt 112/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt. 112/09.

Considerato che:

- la deliberazione ARG/elt 56/08 ha previsto che siano definite iniziative per informare il cliente finale e le relative Associazioni dei consumatori delle modalità e delle tempistiche per l'applicazione ai clienti del servizio di maggior tutela del corrispettivo PED differenziato per fasce e per mese o raggruppamento di mesi;
- l'Autorità in data 6 agosto 2009 con deliberazione ARG/elt 112/09 ha previsto che, a partire dal 1° dicembre 2009 e fino ad interessare tutti i clienti domestici, ciascun esercente la maggior tutela alleghi alla bolletta dei clienti domestici i cui misuratori siano già stati programmati per fascia e per mese, in corrispondenza ai due ultimi periodi di fatturazione antecedenti l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fascia e per raggruppamenti di mesi, una informativa secondo quanto riportato agli Allegati 1 e 2 della medesima deliberazione ed in particolare :
  a. in occasione del penultimo periodo di fatturazione, un foglio informativo recante il testo con un *format* uguale a quanto riportato all'Allegato 1 della deliberazione ARG/elt 112/09;

b. in occasione dell'ultimo periodo di fatturazione, un foglio informativo di colore diverso recante il testo con un *format* uguale a quanto riportato all'Allegato 2 della deliberazione ARG/elt 112/09;

- l'Autorità ha previsto altresì che a partire dal 1° aprile 2010, ciascun esercente la maggior tutela riporti nelle prime tre bollette dei clienti domestici in cui siano applicati corrispettivi PED differenziati per fascia e per raggruppamenti di mesi una diversa dicitura nel caso in cui il cliente abbia prelevato più del 33% dei propri consumi in fascia F1 e nel caso in cui il cliente non abbia prelevato più del 33% dei propri consumi in fascia F1;
- successivamente alla pubblicazione della succitata deliberazione è stato segnalato:
  a. da parte delle Associazioni rappresentative dei consumatori, la necessità di migliorare ulteriormente le modalità di comunicazione, per rendere maggiormente consapevole il cliente finale dei vantaggi potenziali insiti nella applicazione di PED differenziati per fascia e per raggruppamenti di mesi;
  b. da parte delle Associazioni rappresentative degli esercenti il servizio di maggior tutela, la necessità di effettuare approfondimenti tecnici al fine di assicurare la piena attuazione delle disposizioni emanate dall'Autorità in tema di obblighi di comunicazione ai fini dell'applicazione dei corrispettivi PED non monorari.

Ritenuto che:

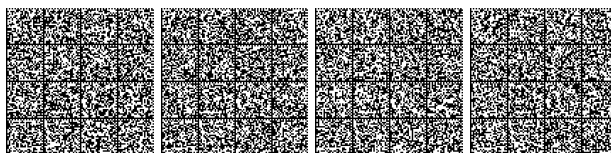
- sia necessario confermare che la comunicazione ai clienti domestici dell'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fasce e per raggruppamenti di mesi debba avvenire tramite un testo approvato dall'Autorità, da inviare unitamente ai documenti di fatturazione in corrispondenza almeno ai due ultimi periodi di fatturazione antecedenti l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fascia e per raggruppamenti di mesi;
- al fine di tenere in debito conto le segnalazioni pervenute da parte delle Associazioni rappresentative dei consumatori, sia opportuno modificare, per migliorarne la comprensibilità, i *format* di testo di cui agli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 112/09 avvalendosi di quanto previsto al punto 4 della medesima deliberazione;
- sia pertanto necessario ed urgente, stante la imminente decorrenza degli obblighi previsti dalla deliberazione ARG/elt 112/09 e per tenere in debito conto delle segnalazioni pervenute da parte delle Associazioni rappresentative degli esercenti il servizio di maggior tutela, nelle more di un successivo provvedimento che definisca la una nuova versione dei *format* di testo di cui agli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 112/09, sospendere l'efficacia degli articoli 2, 3 e 6 e degli Allegati A e B

DELIBERA

1. di prevedere che l'efficacia dei punti 2, 3 e 6 e degli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 112/09 sia sospesa;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 14 ottobre 2009

Il presidente: Ortis

09A14761

DELIBERAZIONE 16 ottobre 2009.

Approvazione dei premi di riserva relativi alle procedure concorsuali di cessione della capacità produttiva virtuale per il 2010 e per il quinquennio 2010-2014 e di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 agosto 2009 - ARG/elt 115/09. (Deliberazione ARG/elt 150/09)**.**

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 ottobre 2009

Visti:

- gli articoli 1 e 2, commi 12, lettere c) e h) e 20, lettera a), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- l'articolo 30, comma 9, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/09);
- la comunicazione del Ministro dello Sviluppo Economico in data 17 agosto 2009 (prot. Autorità n. 0047189/A in data 17 agosto 2009) contenete gli indirizzi di cui all'articolo 30, comma 9 della legge 9/09 (di seguito: indirizzi MSE);
- la deliberazione ARG/elt 115 (di seguito: deliberazione ARG/elt 115/09);
- la lettera di Enel Produzione S.p.A. (di seguito Enel) del 10 settembre 2009 (prot. Autorità n.0052313/A in data 14 settembre 2009) (di seguito: prima lettera Enel);
- la lettera di Enel del 29 settembre 2009 (prot. Autorità n. 0056733/A in data 1 ottobre 2009) (di seguito: seconda lettera Enel);
- la lettera di E.On Produzione S.p.A. (di seguito E.On) del 10 settembre 2009 (prot. Autorità n. 0051743/A in data 11 settembre 2009) (di seguito: prima lettera E.On);
- la lettera di E.On del 30 settembre 2009 (prot. Autorità n.0056920/A in data 2 ottobre 2009) (di seguito: seconda lettera E.On).

Considerato che:

- l'articolo 30, comma 9, della legge n. 99/09 prevede che, al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico nella regione Sardegna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge e sulla base di indirizzi emanati dal Ministro dello Sviluppo Economico, adotta misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia nella medesima regione mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione con la rete nazionale;
- con la deliberazione ARG/elt 115/09 l'Autorità ha adottato le misure di cui all'articolo 30, comma 9, della legge n. 99/09 nel rispetto degli indirizzi del MSE; in particolare, la deliberazione ARG/elt 115/09 prevede che Enel ed E.On siano tenute a cedere capacità produttiva virtuale (di seguito: VPP o Virtual Power Plant) per i cinque (5) anni del periodo 2010-2014 per una potenza rispettivamente pari in ciascun anno a 225 e 150 MW; e che Enel ed E.On possano non assolvere tale obbligo di cessione con riferimento ai VPP per cui il premio offerto dai partecipanti alle procedure concorsuali risulti inferiore al premio di riserva applicabile come approvato dall'Autorità;
- ai fini di cui al precedente considerato, la deliberazione ARG/elt 115/09 prevede che Enel ed E.On trasmettano all'Autorità per l'approvazione una proposta di quantificazione dei premi di riserva relativi ai VPP riferiti all'anno solare successivo e, in sede di prima applicazione, anche con riferimento ai VPP con durata quinquennale;
- le suddette proposte di quantificazione dei premi di riserva relativi ai VPP devono altresì essere differenziate in ragione del prezzo di esercizio applicabile al contratto di cessione e, in particolare, in ragione del fatto che l'operatore cedente la capacità produttiva virtuale decida che il prezzo di esercizio della capacità produttiva da cedere sia pari a quello definito dall'Autorità con riferimento ai costi variabili che caratterizzano gli impianti con i minori costi variabili localizzati in Sardegna nella disponibilità dell'operatore cedente oppure a 0 (zero).

Considerato, inoltre, che:

- sia Enel che E.On (rispettivamente con la prima lettera Enel e con la seconda lettera E.On) hanno comunicato che avrebbero posto il prezzo di esercizio della capacità produttiva da cedere sia per i VPP riferiti al 2010 che per quelli con durata quinquennale pari a zero (0) indipendentemente dal valore assunto dal premio di riserva approvato dall'Autorità;
- Enel ha comunicato, nella prima lettera Enel una prima proposta di premi di riserva riferiti ai VPP per il 2010 e per quelli con durata quinquennale ed associati a prezzi di esercizio pari a zero (0); successivamente, con la seconda lettera Enel, Enel ha comunicato una nuova proposta di premi di riserva riferiti ai VPP di cui sopra;
- E.On ha comunicato, nella prima lettera E.On una prima proposta di premi di riserva riferiti ai VPP per il 2010 e per quelli con durata quinquennale ed associati a prezzi di esercizio pari a zero (0); successivamente, con la seconda lettera E.On, E.On ha comunicato una nuova proposta di premi di riserva riferiti ai VPP di cui sopra.

Ritenuto che:

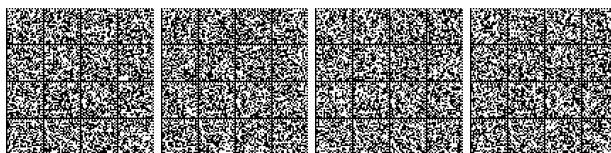
- le proposte di Enel e di E.On di cui, rispettivamente, alla seconda lettera Enel ed alla seconda lettera E.On siano adeguate rispetto all'esigenza di procedere all'assegnazione dei VPP salvo situazioni di anomalo funzionamento dei meccanismi di cessione e tali da produrre un danno economico ingiustificato ai soggetti cedenti;
- sia pertanto opportuno approvare le proposte di Enel e di E.On di cui, rispettivamente, alla seconda lettera Enel ed alla seconda lettera E.On.

DELIBERA

1. Di approvare le proposte di Enel e di E.On di cui, rispettivamente, alla seconda lettera Enel ed alla seconda lettera E.On;
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, ad Enel Produzione S.p.A e da E.On Produzione S.p.A;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14762

DELIBERAZIONE 27 ottobre 2009.

Aggiornamento per l'anno 2010 dei corrispettivi di conguaglio compensativo da applicarsi all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione non trattati per fasce e serviti nel mercato libero nelle aree con ridotta diffusione dei sistemi di telegestione. (Deliberazione ARG/elt 152/09)**.**

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 2009

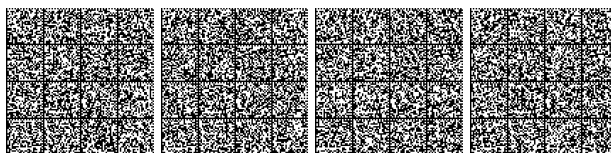
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TILP);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009 n. 107/09 (di seguito: TIS);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 12 agosto 2009 prot. Autorità 47698 del 18 agosto 2009 (di seguito: comunicazione 18 agosto 2009).

Considerato che:

- l'Autorità, con il TILP, oggi ricompreso nel TIS, ha introdotto con decorrenza 1 aprile 2008 la profilazione convenzionale per fasce, al fine di trasmettere al mercato al dettaglio, anche per i punti senza misurazione oraria, il segnale relativo al diverso valore che l'energia elettrica assume nel mercato all'ingrosso
- dato il diverso grado di diffusione dei sistemi di telegestione nelle diverse aree di riferimento e, conseguentemente, il diverso grado di effettiva applicazione della profilazione convenzionale per fasce, il trasferimento del segnale di prezzo è possibile inizialmente solo nelle aree delle imprese distributrici ove vi sia una alta percentuale di punti di prelievo telegestiti;
- nelle aree in cui la telegestione è ancora in fase iniziale, ossia le aree dove la maggioranza dei punti di prelievo è trattata monoraria, il costo sostenuto nel mercato all'ingrosso dagli utenti del dispacciamento per l'approvvigionamento dell'energia finalizzata a servire tali punti di prelievo è indipendente dal fatto che tali punti di prelievo abbiano caratteristiche di prelievo tra di loro diversificate nonché diverse dal profilo di prelievo complessivo dell'area (PRA);
- allo scopo di garantire in tutte le aree del sistema nazionale il trasferimento agli utenti del dispacciamento del segnale di prezzo relativo al diverso valore dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso, almeno in fase di conguaglio, il TIS prevede un conguaglio compensativo, complementare ed aggiuntivo a quello di regime, liquidato annualmente, agli utenti del dispacciamento relativamente alle aree di riferimento a limitata diffusione dei sistemi di telegestione.

Considerato, inoltre, che:

- il TIS stabilisce che:
  - in data 10 agosto di ciascun anno, sulla base dei dati ricevuti dalle imprese distributrici di riferimento in merito alla soddisfazione delle condizioni di applicabilità di cui all'articolo 33, Terna pubblichi e comunichi all'Autorità le aree di riferimento relativamente alle quali nell'anno successivo si applica il conguaglio compensativo, con un adeguato anticipo così da permettere agli operatori della vendita e agli utenti del dispacciamento di tener conto di tale informazione nelle proprie politiche commerciali nelle diverse aree di riferimento;
  - il conguaglio compensativo sia determinato per ciascun utente del dispacciamento applicando due distinti corrispettivi unitari all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo corrispondenti a clienti domestici e a quella prelevata dai clienti diversi

dai clienti domestici rientrati nel contratto di dispacciamento dell'utente medesimo nell'anno rilevante;
- i corrispettivi unitari P^d e P^{nd} siano determinati dall'Autorità in base alla stima delle differenze fra il PRA attribuito con la normativa vigente e il profilo di prelievo domestico utilizzato per la definizione dei prezzi del servizio di maggior tutela dell'anno corrente, nonché la stima per l'anno seguente della ripartizione dei clienti domestici e non domestici in bassa tensione trattati monorari; e che tali corrispettivi unitari siano pubblicati il 31 ottobre di ciascun anno a valere per l'anno successivo;

- ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari P^d e P^{nd} da applicare nelle 21 aree di riferimento, individuate da Terna ai sensi di quanto previsto dal TIS e comunicate all'Autorità con la comunicazione 18 agosto 2009, sono state utilizzate le informazioni circa i valori orari del PRA trasmessi da Terna mensilmente all'Autorità e la stima dei livelli del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso e dei corrispettivi di dispacciamento attualmente disponibili.

Ritenuto:

- opportuno tenere conto, ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari P^d e P^{nd}, delle potenziali differenze che possono sussistere tra le informazioni attualmente disponibili dei valori del PRA e dei valori che gli stessi potranno assumere nel corso dell'anno 2010;
- necessario pubblicare, ai sensi del TIS, i valori dei corrispettivi unitari P^d e P^{nd} in vigore nell'anno 2010 ai fini della determinazione e della conseguente regolazione delle partite economiche di conguaglio compensativo nelle aree di riferimento ove la telegestione è ancora in fase iniziale, come pubblicate da Terna e comunicate all'Autorità;

DELIBERA

1. di approvare l'articolazione dei corrispettivi unitari per il conguaglio compensativo come riportati nella Tabella 3 allegata al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale, la quale sostituisce a decorrere dall'1 gennaio 2010, la Tabella 3 del TIS;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

Tabella 3

Corrispettivi di conguaglio compensativo	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione (P^d)	Altri punti di prelievo in bassa tensione (P^{nd})
per l'anno 2008 (centesimi di euro al kWh)	0	0
per l'anno 2009 (centesimi di euro al kWh)	0.187	0.250
per l'anno 2010 (centesimi di euro al kWh)	0,153	0,263

09A14763

DELIBERAZIONE 27 ottobre 2009.

Disposizioni relative ai meccanismi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV, proroga dei termini di cui all'articolo 6, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 settembre 2009, ARG/elt 132/09 e modifiche al TIV. (Deliberazione ARG/elt 153/09).

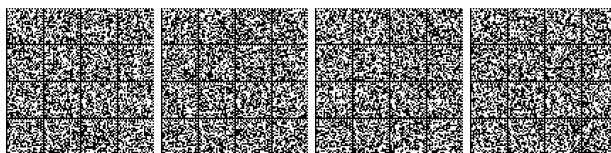
L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 2009

Visti:
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07).

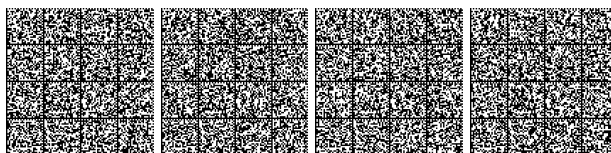
Viste:
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2008, ARG/elt 183/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 183/08);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2009, ARG/elt 34/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 34/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e, in particolare l'Allegato A di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/elt 132/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 132/09).

Vista la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) del 26 ottobre 2009, prot. Autorità n. 62539 del 27 ottobre 2009 (di seguito: comunicazione 26 ottobre 2009).

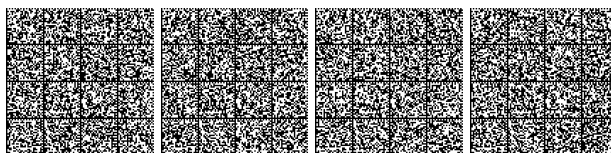
Considerato che:
- la Sezione III del TIV definisce, a partire dall'anno 2007, i meccanismi di perequazione che si applicano agli esercenti la maggior tutela, a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, ed alle imprese distributrici, a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica per gli usi propri di trasmissione e di distribuzione nonché a regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete;
- la deliberazione ARG/elt 183/08 ha, tra l'altro, previsto che le imprese distributrici e gli esercenti la maggior tutela (di seguito: operatori) provvedessero a comunicare alla Cassa entro 30 giorni dalla messa a disposizione dei moduli per la raccolta dati, ovvero, se successiva, dalla data di fatturazione delle partite economiche relative al conguaglio *load profiling*, le informazioni necessarie alla Cassa per la determinazione degli importi di perequazione per l'anno 2007;
- con riferimento ai meccanismi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV, la messa a disposizione dei moduli per le raccolte dati relative all'anno 2007 e all'anno 2008 è avvenuta nel mese di agosto 2009;
- con riferimento al periodo successivo all'1 luglio 2007, i moduli per la raccolta dati implementano le nuove formule di perequazione previste dal TIV e tengono tra l'altro conto

della potenziale esistenza della separazione tra impresa distributrice ed esercente la maggior tutela;

- in relazione ai meccanismi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV, l'articolo 13nonies del TIV medesimo disciplina a partire dall'anno 2008 le scadenze entro cui gli operatori sono tenuti a comunicare alla Cassa le informazioni necessarie al calcolo degli importi di perequazione relativi all'anno precedente, nonché le scadenze relative alla determinazione da parte della Cassa degli importi di perequazione e quelle previste per i pagamenti da/a gli operatori interessati;
- la deliberazione ARG/elt 132/09 ha allineato con riferimento all'anno 2007 le scadenze relative alla determinazione da parte della Cassa degli importi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV, nonché quelle previste per i pagamenti da/a gli operatori interessati, a quanto disposto dal TIV medesimo per l'anno 2008;
- la deliberazione ARG/elt 132/09 ha altresì:
    - posticipato la data per la regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e immessa nell'anno 2007 e nell'anno 2008 tra l'Acquirente unico e gli esercenti la maggior tutela, ciascuno per la propria quota parte, per tener conto di quanto disposto dall'Autorità in tema di liquidazione di dette partite tra Terna e gli utenti del dispacciamento con la deliberazione ARG/elt 34/08 e con il TIS;
    - disciplinato le modalità di calcolo degli interessi eventualmente dovuti a/da gli operatori per i meccanismi di perequazione di propria competenza, in particolare per quanto concerne il momento a partire dal quale tali interessi sono calcolati;
- con comunicazione 26 ottobre 2009 la Cassa ha segnalato che, con riferimento all'anno 2008, i ritardi riscontrati nelle comunicazioni relative al conguaglio *load profiling* non permettono la determinazione degli importi di perequazione in coerenza con la data del 31 ottobre 2009, prevista dal TIV;
- con comunicazione 26 ottobre 2009 la Cassa ha altresì segnalato che non hanno provveduto a inviare i dati:
    - 30 operatori con riferimento all'anno 2007;
    - 32 operatori con riferimento all'anno 2008;
- le informazioni di cui al precedente alinea non tengono conto delle imprese cooperative, per le quali saranno successivamente predisposti appositi moduli per la raccolta dei dati necessari alla determinazione degli importi di perequazione per gli anni 2007 e 2008;
- i ritardi nell'invio dei dati sono in parte riconducibili all'implementazione, che ha avuto luogo per la prima volta, delle nuove formule di perequazione;
- l'articolo 13nonies, comma 2, del TIV stabilisce che nel caso in cui un operatore non rispetti il termine previsto per l'invio dei dati, la Cassa provveda a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo a una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto all'esercente inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso (di seguito: determinazione d'ufficio).

Ritenuto opportuno:

- in relazione agli operatori che, in base alla comunicazione 26 ottobre 2009, risultano aver inviato i dati alla Cassa, prorogare il termine entro cui la Cassa è tenuta alla determinazione degli importi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV spettanti a ciascun operatore con riferimento agli anni 2007 e 2008 e, pertanto, prorogare altresì i termini per i pagamenti da parte degli operatori interessati, pur conservando l'obiettivo di chiudere entro la fine del 2009 le liquidazioni relative agli anni 2007 e 2008;

- prorogare il termine entro cui gli operatori che, in base alla comunicazione 26 ottobre 2009, non hanno inviato alla Cassa i dati per la determinazione degli importi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV, possono comunicare tali dati, prima che la Cassa proceda alla determinazione d'ufficio;
- modificare per gli anni 2007 e 2008, con riferimento agli operatori di cui al precedente alinea, la disciplina del calcolo degli interessi definita dalla deliberazione ARG/elt 132/09 e dal TIV.

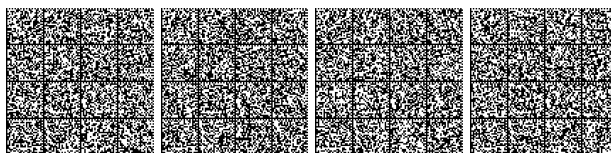
DELIBERA

1. di prevedere che con riferimento agli operatori che, in base alla comunicazione 26 ottobre 2009, risultano aver inviato i dati per la determinazione degli importi di perequazione di cui alla Sezione III del TIV per l'anno 2007 e per l'anno 2008:
    a. la Cassa comunichi all'Autorità, a ciascun esercente la maggior tutela e ciascuna impresa distributrice, per quanto di rispettivo interesse, l'ammontare di perequazione relativo a ciascuno dei meccanismi di perequazione di cui all'articolo 13bis del TIV per l'anno 2007 e per l'anno 2008 entro il 20 novembre 2009;
    b. ciascun esercente la maggior tutela e ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, provveda ai versamenti di competenza alla Cassa entro il 21 dicembre 2009;
    c. la Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 31 dicembre 2009 liquidi le relative partite e, nel caso in cui le disponibilità dei conti di cui ai commi 13bis.4 e 13bis.5 del TIV non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice e di ogni esercente la maggior tutela, la Cassa effettui pagamenti pro-quota rispetto ai valori vantati dalle diverse imprese distributrici e dai diversi esercenti la maggior tutela, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti;
2. di prevedere che con riferimento agli operatori che, in base alla comunicazione 26 ottobre 2009, risultano non aver inviato i dati per la determinazione degli importi di perequazione di cui alla sezione III del TIV per l'anno 2007 e/o per l'anno 2008, che tale invio possa essere effettuato entro il 30 novembre 2009 e che, trascorso inutilmente tale termine la Cassa proceda alla determinazione d'ufficio degli importi di perequazione spettanti a tali operatori, secondo quanto previsto dall'articolo 13nonies, comma 2, del TIV;
3. che per gli operatori che rispettino il termine di cui al punto 2, le attività di cui al punto 1, lettere da a) a c) siano svolte dalla Cassa e dagli operatori medesimi, rispettivamente entro il 31 dicembre 2009, il 31 gennaio 2010 e 28 febbraio 2010;
4. che per l'anno 2007 per gli operatori che rispettino il termine di cui al punto 2, in deroga a quanto previsto al comma 6.2, lettere c), e) ed f) della deliberazione ARG/elt 132/09:
    a. relativamente al meccanismo di perequazione di cui al comma 13bis.1, lettera a) del TIV, i versamenti delle somme dovute dagli esercenti la maggior tutela alla Cassa sono maggiorati di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360 calcolato con riferimento al periodo compreso tra il giorno successivo all'erogazione dell'acconto di cui al comma 2.4 della deliberazione ARG/elt 183/08 e il giorno in cui ha luogo il versamento alla Cassa;
    b. relativamente al meccanismo di perequazione di cui al comma 13bis.1, lettera a) del TIV, i versamenti delle somme ancora dovute dalla Cassa agli esercenti la maggior tutela sono maggiorati di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360 calcolato con riferimento al periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2009;
    c. relativamente al meccanismo di perequazione di cui al comma 13bis.1, lettera c) del TIV, i versamenti della Cassa alle imprese distributrici sono maggiorati di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360 calcolato con riferimento al periodo compreso tra la data in cui l'impresa distributrice ha messo a disposizione di Terna, in modo definitivo, i dati necessari per il completamento delle attività per il conguaglio per il

servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2007 e il 31 dicembre 2009;

5. che per l'anno 2008 per gli operatori che rispettino il termine di cui al punto 2:
   a. il calcolo degli interessi di cui al comma 13nonies.4 del TIV abbia luogo con riferimento al periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e il giorno in cui ha luogo il versamento alla Cassa;
   b. il calcolo degli interessi sui versamenti da parte della Cassa agli operatori avvenga secondo quanto disposto dal comma 13nonies.5, secondo periodo, del TIV;
6. di prevedere che dopo l'articolo 13bis, comma 5, del TIV sia aggiunto il seguente comma:
   "13bis.6 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 13bis.1.";
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
8. di prevedere che il TIV con le modifiche risultanti dal presente provvedimento sia pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it);
9. di trasmettere il presente provvedimento alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Milano, 27 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14764

DELIBERAZIONE 27 ottobre 2009.

Direttive alla società Terna S.p.A. in merito alla destinazione del saldo economico derivante dalla determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* per l'anno 2008. (Deliberazione ARG/elt 154/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2005, n. 283/05 (di seguito deliberazione n. 283/05);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2006, n. 305/06 (di seguito deliberazione n. 305/06);
- la deliberazione dell'Autorità 24 aprile 2007, n. 98/07 (di seguito deliberazione n. 98/07);
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2007, n. 128/07 (di seguito deliberazione n. 128/07);
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2007, n. 257/07 (di seguito: deliberazione n. 257/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 203/08);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 107/09) e il relativo Allegato A (di seguito: TIS)
- la nota della società Terna S.p.A (di seguito: Terna) del 15 ottobre 2009, prot. Autorità n. 59983 del 15 ottobre 2009 (di seguito: nota 15 ottobre 2009).

Considerato che:

- l'Autorità, con le deliberazioni n. 238/05, 305/06, 128/07 e 257/07, ha riconosciuto a Terna gli oneri derivanti alla medesima dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica (di seguito: oneri ITC);
- con la deliberazione ARG/elt 203/08 l'Autorità ha disposto, per l'anno 2009, una prima e parziale copertura degli oneri ITC attraverso l'applicazione di un apposito corrispettivo di dispacciamento (di seguito: corrispettivo ITC) posto a maggiorazione del corrispettivo di cui all'articolo 44, comma 3, della deliberazione n. 111/06 (di seguito: corrispettivo *uplift*);
- il valore del corrispettivo ITC valevole per l'anno 2009 è pari a 0,013 c€/kWh;
- con la nota 15 ottobre 2009 Terna ha comunicato all'Autorità che l'ammontare residuo complessivo degli oneri ITC per la fine 2009 è stimato in 129 milioni di Euro, mentre il gettito complessivo dell'apposito corrispettivo per il medesimo anno risulta pari a circa 40 milioni di Euro;
- con la medesima nota Terna ha anche informato l'Autorità in merito agli esiti della sessione di conguaglio per rettifiche di *settlement* relativa all' anno 2008 prevista dal TIS, comunicando il valore del saldo positivo derivante dalla liquidazione delle relative partite economiche stimato in 70 milioni di Euro;

- la deliberazione n. 111/06 prevede che il saldo economico di cui al precedente alinea venga ricompreso da Terna nel calcolo del corrispettivo *uplift* valevole per i due trimestri successivi;
- l'elevato valore residuo degli oneri ITC, unitamente all'onere aggiuntivo che Terna dovrà sostenere per la compensazione dei medesimi costi correlati ai transiti su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri relativi all'anno 2010, renderebbero inevitabile un consistente aumento del corrispettivo ITC per il prossimo anno al fine di contenere la considerevole esposizione finanziaria di Terna

Ritenuto che:

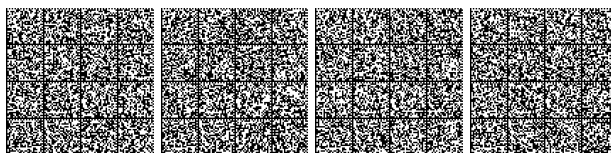
- sia opportuno ridurre l'ammontare degli oneri ITC in capo a Terna e non ancora coperti, anche al fine di limitare l'esigenza di aumento del corrispettivo ITC per l'anno 2010 a carico degli utenti del dispacciamento;
- sia pertanto opportuno destinare il saldo derivante dalla liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* per l'anno 2008 alla riduzione di detto ammontare

DELIBERA

1. di richiedere a Terna S.p.A. di destinare il saldo fra proventi e oneri derivanti dalla liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* di cui all'articolo 54 del TIS relative all'anno 2008, alla riduzione degli oneri riconosciuti con le deliberazioni 283/05, 305/06, 98/07, 128/07 e 257/07;
2. di richiedere a Terna S.p.A. l'invio, entro il 30 novembre 2009, di una nuova determinazione dell'ammontare residuo degli oneri di cui al precedente punto a seguito dell'applicazione delle disposizioni del presente provvedimento, e dell'onere previsto per l'anno 2010 derivante dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti su reti estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14765

DELIBERAZIONE 27 ottobre 2009.

Mercati e contratti di riferimento ai fini del riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-*bis*, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per l'anno 2010. (Deliberazione ARG/elt 155/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione Europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: direttiva 2003/87/CE);
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 23 febbraio 2006;
- il decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216/06, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 216/06);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 22 aprile 2004, n. 60/04;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 77/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 ottobre 2008, ARG/elt 156/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 156/08);
- le decisioni di assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 approvate ai sensi dell'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06;
- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008.

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/elt 77/08, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A., nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;
- l'articolo 5, comma 5.3, della deliberazione ARG/elt 77/08 prevede che i mercati e i prodotti di riferimento, ai fini dell'applicazione della medesima deliberazione, siano individuati dall'Autorità con proprio provvedimento entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati;
- per quanto riguarda i volumi scambiati e il grado di standardizzazione dei prodotti negoziati, al netto degli scambi OTC (*over the counter*):
  a) relativamente ai titoli EUA (*European Union Allowance*), nel corso dell'anno 2009, rispetto al 2008, si è rilevato un considerevole aumento delle negoziazioni totali nell'ambito di contratti spot, mentre non si sono rilevate rilevanti variazioni nell'ambito di contratti future; e che le negoziazioni totali nell'ambito di contratti spot sono confrontabili con le negoziazioni totali nell'ambito di contratti future;
  b) relativamente ai titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) nel corso dell'anno 2009, rispetto al 2008, si è rilevato un aumento delle negoziazioni totali nell'ambito di contratti spot e una riduzione delle negoziazioni totali nell'ambito di contratti future; e che, tuttavia, le negoziazioni totali nell'ambito di contratti spot sono ancora notevolmente inferiori rispetto alle negoziazioni totali nell'ambito di contratti future.

Ritenuto opportuno:

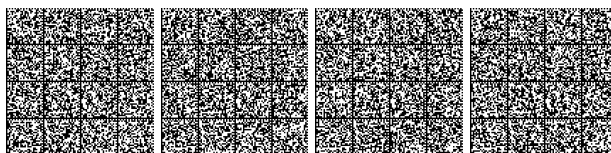
- individuare come riferimento per l'anno 2010 ai fini dell'applicazione della deliberazione ARG/elt 77/08:
  a) relativamente ai titoli EUA (*European Union Allowance*) i contratti spot, poiché le negoziazioni nell'ambito di tali contratti sono in continuo aumento, attualmente già confrontabili con le negoziazioni nell'ambito dei contratti future, e i mercati ove, nel corso del 2009, è stata riscontrata maggiore liquidità;
  b) relativamente ai titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) gli stessi mercati e prodotti di riferimento già individuati per l'anno 2009 con la deliberazione ARG/elt 156/08, poiché le variazioni rilevate nel corso dell'anno 2009 non appaiono tali da giustificare, per l'anno 2010, una modifica di mercati e prodotti di riferimento

DELIBERA

1. con riferimento all'anno 2010, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} sono:
   a) EEX – European Energy Exchange, contratto EUA spot;
   b) ECX – European Climate Exchange, contratto EUA daily future (spot);
   c) Nord Pool ASA, contratto EUA spot;
   d) Bluenext, contratto EUA spot.
2. con riferimento all'anno 2010, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} sono:
   a) EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2010;
   b) ECX – European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2010;
   c) Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2010.
3. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 27 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14766

DELIBERAZIONE 30 ottobre 2009.

Determinazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in adempimento delle disposizioni di cui all'articolo 65-*bis*, comma 65-*bis*.3, della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrata e modificata dalla deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09. (Deliberazione ARG/elt 162/09)**.**

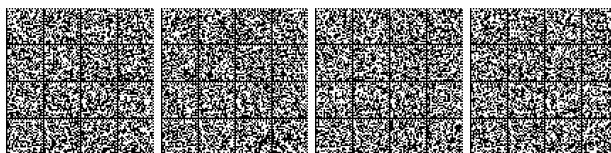
L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 ottobre 2009

Visti:

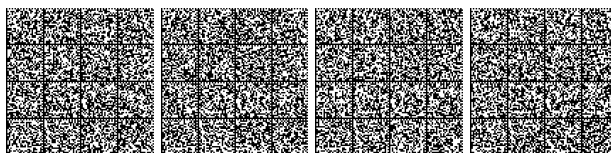
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2009, ARG/elt n. 140/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 140/09);
- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) in data 30 settembre 2009 - protocollo Autorità n. 57221 del 05 ottobre 2009 - (di seguito: lettera 30 settembre);
- la comunicazione di Terna in data 29 ottobre 2009 – protocollo Autorità n. 63378 del 30 ottobre 2009 – (di seguito: comunicazione 29 ottobre 2009).

Considerato che:

- l'articolo 63, comma 63.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 prevede che entro il 30 settembre di ciascun anno Terna notifichi a ciascun utente del dispacciamento i raggruppamenti minimi di impianti di produzione, ovvero la quota parte degli stessi ritenuta essenziale, nella sua disponibilità e precedentemente individuati da Terna;
- con la lettera 30 settembre, Terna ha evidenziato l'esigenza di prorogare, per l'anno in corso, al 15 ottobre il termine previsto all'articolo 63, comma 63.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, al fine di sottoporre alla consultazione una versione integrata della proposta di modifica del Codice di rete di Terna, così da rendere evidenti le modalità di applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt n. 52/09 con riferimento agli impianti di produzione e pompaggio;
- con deliberazione ARG/elt n. 140/09, l'Autorità ha prorogato, per l'anno in corso, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e, di conseguenza, anche il termine ad esso agganciato di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, del medesimo Allegato A;
- ai sensi dell'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, l'Autorità deve determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare successivo da:
  - le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
  - la quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 del medesimo Allegato A;
  - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A, incluse le eventuali indicizzazioni;
  - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- gli articoli 63, 64 e 65 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o

più impianti essenziali; mentre l'articolo 65.bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, definisce le discipline alternative alla disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti per queste discipline alternative;

- ai sensi dell'articolo 64, comma 64.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, i vincoli ed i criteri previsti dalla disciplina tipica cui l'utente del dispacciamento deve attenersi, con riferimento agli impianti di produzione essenziali, nel presentare le sue offerte nel mercato per i servizi di dispacciamento possono essere definiti da Terna anche tenendo conto degli esiti dei mercati dell'energia;
- i vincoli ed i criteri cui l'utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel mercato per i servizi di dispacciamento qualora opti per le discipline alternative non dipendono dagli esiti dei mercati dell'energia, con riferimento alla capacità produttiva disponibile in esito a detti mercati;
- qualora un utente del dispacciamento opti per una delle discipline alternative, si rende pertanto necessario, al fine di dimensionare adeguatamente, rispetto all'essenzialità dello stesso, la quantità dell'impegno che detto utente deve assumere, formulare un'ipotesi circa la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente in esito ai mercati dell'energia;
- Terna, attraverso una serie di comunicazioni ed, in ultimo, con la comunicazione 29 ottobre 2009, ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06; e che, con riferimento alle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 dell'Allegato A alla medesima deliberazione, tali elementi consentono di determinare dette quantità tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento in esito ai mercati dell'energia;
- sulla base degli elementi di cui alla comunicazione 29 ottobre 2009, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 sono:
    - ENEL PRODUZIONE SPA,
    - EDIPOWER SPA,
    - E.ON ENERGY TRADING SPA,
    - A2A TRADING Srl,
    - ACEAELECTRABEL TRADING SPA,
    - IDROENERGIA SCRL

Considerato inoltre che:

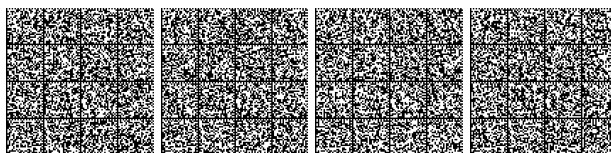
- gli impianti termoelettrici turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianti turbogas) sono impianti tipicamente caratterizzati dai costi variabili più elevati e che tali costi costituiscono quindi i prezzi massimi che dovrebbero caratterizzare equilibri concorrenziali salvo i periodi di inadeguatezza di capacità produttiva; e che la frequenza di detti periodi dovrebbe, in equilibrio, essere pari a quanto necessario a consentire di recuperare i costi fissi che caratterizzano i predetti impianti turbogas tramite la rendita inframarginale fra VENF – il prezzo massimo da riconoscere nei periodi di inadeguatezza di capacità produttiva – e il costo variabile dei medesimi impianti;
- un impianto di produzione che riceva prezzi non superiori al costo variabile che caratterizza un impianto turbogas ed un corrispettivo per la capacità produttiva pari ai costi fissi del medesimo impianto turbogas dovrebbe essere in grado di ottenere un'adeguata remunerazione del capitale investito salvo che, anche in ragione della consistenza e composizione tecnologica

del parco elettrico, detto investimento sia stato non ottimo e, quindi, caratterizzato da costi non recuperabili se non attraverso l'esercizio dell'eventuale potere di mercato di cui disponga l'operatore;

- pertanto, laddove i corrispettivi (ed in particolare il premio ed il prezzo massimo a salire) di cui al comma 65.bis.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 fossero definito in funzione dei costi che caratterizzano un impianto turbogas ne conseguirebbe normalmente una remunerazione quantomeno adeguata;
- la disciplina tipica consente comunque all'utente del dispacciamento di accedere, qualora ne abbia titolo, alla reintegrazione dei costi e di cui ai commi 63.11, 63.12 e 63.13 dell'Allegato alla deliberazione n. 111/06, qualora il medesimo utente lo ritenga conveniente; ovvero nei casi in cui lo stesso ritenga che, anche in relazione ai margini attesi nelle ore in cui l'impianto non è ritenuto indispensabile alla sicurezza del sistema, i margini complessivamente ottenibili dal medesimo impianto non siano sufficienti a remunerarne adeguatamente i costi fissi; il che implica che la disciplina tipica consente di ottenere un'adeguata remunerazione dell'investimento anche nei casi in cui detto investimento sarebbe non recuperabile se l'operatore non potesse esercitare il potere di mercato derivante dall'essenzialità dell'impianto stesso per la sicurezza del sistema;
- il prezzo minimo a scendere che l'utente del dispacciamento deve riconoscere a Terna qualora venga richiesto di ridurre il proprio programma di produzione, nei limiti delle quantità di impegno a scendere, e di cui al comma 65.bis.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 debba essere determinato così da evitare di produrre un'ingiustificata penalizzazione per l'utente del dispacciamento;
- per quanto sopra, detto prezzo minimo dovrebbe essere determinato, oltre che con riferimento ai costi variabili evitati per un impianto turbogas in caso di riduzione di programma, anche al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma richiesto; ciò consente di evitare che l'utente del dispacciamento sia chiamato a pagare a Terna più di quanto ottenibile nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) a fronte del programma oggetto di riduzione.

Considerato altresì che:

- la realizzazione di nuova capacità produttiva contribuisce ad un'offerta più concorrenziale oltre che ad aumentare la sicurezza del sistema; e che, per quanto sopra, impianti di nuova realizzazione non dovrebbero essere assoggettati alla disciplina degli impianti essenziali e di cui alla deliberazione ARG/elt n. 52/09 salvo casi eccezionali in cui la realizzazione di detta nuova capacità avvenga in sostituzione di altra capacità produttiva del medesimo soggetto e siano presenti rilevanti barriere all'ingresso nella realizzazione di nuova capacità produttiva di terzi; o, comunque, qualora la realizzazione di detta nuova capacità costituisca impedimento alla concreta volontà di terzi di realizzare a loro volta nuova capacità produttiva.

Considerato infine che:

- le quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 del medesimo Allegato A, possano essere ben determinate assumendo una valorizzazione implicita delle risorse messe a disposizione di Terna ai sensi dell'articolo 65, comma 65.bis.1, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come pari al valore medio delle risorse approvvigionate da Terna nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD).

Ritenuto opportuno:

- determinare, per ciascun utente del dispacciamento, le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 sulla base delle informazioni comunicate da Terna all'Autorità con la comunicazione 29 ottobre 2009 e tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento in esito ai mercati dell'energia;
- determinare il prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, come pari al minor valore tra:
  - il costo variabile standard di un impianto turbogas al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
  - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel MGP al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
- tenere conto, nella determinazione corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, del valore assunto, qualora superiore ad 1 (uno), dal rapporto tra le ore di impegno richiesto ed il numero massimo di ore in cui un impianto turbogas può effettivamente funzionare nel corso dell'anno, anche in relazione alle esigenze di manutenzione ed alle accidentalità;
- determinare il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 in funzione del costo fisso di un impianto turbogas;
- determinare comunque, per quanto nei considerati, i corrispettivi di cui ai precedenti alinea con riferimento alla struttura di costo che caratterizza gli impianti turbogas esistenti;
- determinare le quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 del medesimo Allegato A, come pari al valore assunto dal prodotto tra:
  - il totale atteso per il 2010 dell'energia assoggettata al corrispettivo a copertura del costo medio sostenuto da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento di cui all'art. 44, comma 44.3;
  - il valore assunto dal rapporto tra la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti all'impegno assunto dall'utente del dispacciamento e la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti al fabbisogno di servizi di dispacciamento atteso da Terna per il 2010.
- consentire comunque a ciascun utente del dispacciamento oggetto del presente provvedimento di proporre all'Autorità strutture alternative di corrispettivi rispetto a quelli di cui ai precedenti alinea;
- che, comunque, al fine di consentire all'Autorità di valutare l'opportunità di accogliere dette proposte, queste siano accompagnate da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento;
- predisporre per ciascun utente del dispacciamento un apposito allegato al presente provvedimento nel quale siano evidenziate le quantità e i prezzi di cui ai precedenti alinea nonché gli impianti cui si riferiscono.

Ritenuto infine opportuno:

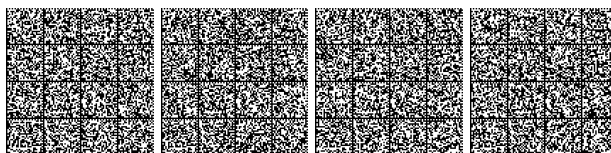
- modificare, per il solo 2009, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.5, della deliberazione n. 111/06 così da consentire agli utenti del dispacciamento interessati dalle comunicazioni di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, dell'Allegato A alla medesima deliberazione di avere un tempo congruo per scegliere tra i regimi previsti dal Titolo 2 della deliberazione stessa

DELIBERA

1. di modificare, con riferimento all'anno 2009, la scadenza prevista all'articolo 63, comma 63.5 dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06, e porla al 10 novembre;
2. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2010, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, sulla base di quanto nei considerati e come quantificato negli *Allegati A* ed *A1*, *B* e *B1*, *C* e *C1*, *D* e *D1*, *E* ed *E1*, *F* e *F1* al presente provvedimento riferiti rispettivamente alle società ENEL PRODUZIONE SPA, EDIPOWER SPA, E.ON ENERGY TRADING SPA, A2A TRADING S.r.l., ACEAELECTRABEL TRADING SPA e IDROENERGIA SCRL;
3. di trasmettere *gli Allegati A* ed *A1* al presente provvedimento ad ENEL PRODUZIONE SPA, gli *Allegati B* e *B1* ad EDIPOWER SPA, gli *allegati C* e *C1* ad E.ON ENERGY TRADING SPA, gli *Allegati D* e *D1* ad A2A TRADING S.r.l., gli *Allegati E* ed *E1* ad ACEAELECTRABEL TRADING SPA e gli *Allegati F* ed *F1* ad IDROENERGIA SCRL;
4. di prevedere che ciascuna delle società di cui al precedente punto 3 possa presentare all'Autorità, unitamente alla comunicazione di cui all'articolo 63, comma 63.5 dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06, una proposta di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell'allegato alla stessa riferito accompagnata da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte di Terna;
5. di trasmettere gli *Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1, F* ed *F1* al presente provvedimento a Terna per le finalità di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.5, dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, ad eccezione degli Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1, F ed F1, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 30 ottobre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14767

DELIBERAZIONE 2 novembre 2009.

Approvazione del valore del fattore di correzione specifico aziendale relativo alla società Idroelettrica Valcanale S.a.s. dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata. (Deliberazione ARG/elt 163/09).

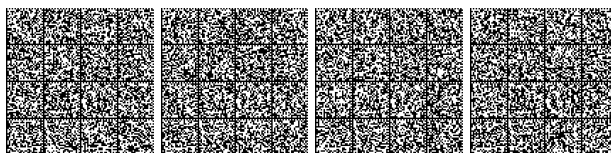
L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 novembre 2009

Visti:

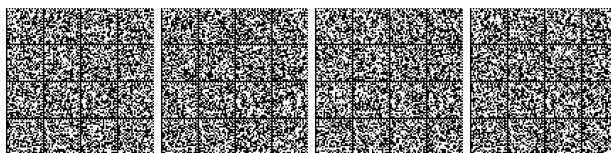
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato), e in particolare l'articolo 49;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 (di seguito: deliberazione n. 96/04), come successivamente modificata e integrata;
- le Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007, approvate con deliberazione n. 96/04 (di seguito: l'allegato A alla deliberazione n. 96/04);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2004, n. 242/04;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 285/05;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007 n. 109/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2007 n. 136/07;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007 n. 316/07;
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008 ARG/elt 21/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008 ARG/elt 54/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 settembre 2008 ARG/elt 121/08;
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 177/06, recante avvio di procedimento per l'ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato 17 gennaio 2006, n. 2974/06, n. 2975/06, n. 2976/06, n. 2977/06, n. 2978/06, n. 2980/06, n. 3504/06;
- la comunicazione del 13 ottobre 2009 dell'Autorità alla società Idroelettrica Valcanale S.a.s. delle risultanze istruttorie del procedimento (prot. Autorità 0059397).

Considerato che:

- il comma 49.1 del Testo integrato istituisce il regime di perequazione specifico aziendale, destinato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, di cui alla parte III, sezione I, del medesimo Testo integrato;
- ai fini della determinazione dell'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale, il comma 49.3 del Testo integrato prevede che vengano condotte specifiche istruttorie;
- la deliberazione n. 96/04:
    a. ha definito le modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007;

b. ha previsto la possibilità di avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito anche: Cassa) per le attività propedeutiche alle decisioni di competenza dell'Autorità, nonché per l'organizzazione della struttura tecnica attraverso la quale l'Autorità effettua le verifiche di ammissibilità e l'attività istruttoria;

- ai sensi del comma 4.1 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, con comunicazione del 30 dicembre 2004 (prot. Autorità n. 00117 del 4 gennaio 2005) Idroelettrica Valcanale S.a.s. ha presentato istanza di partecipazione al regime di PSA;
- ai sensi del comma 3.2 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha istituito un'apposita Commissione di esperti per la verifica dell'ammissibilità dell'istanza di cui al precedente alinea e per lo svolgimento della relativa istruttoria individuale;
- con comunicazione datata 11 settembre 2006 (prot. Autorità 021950 del 12 settembre 2006) Idroelettrica Valcanale S.a.s. ha dichiarato la volontà di non avvalersi degli effetti delle richiamate decisioni del Consiglio di Stato in merito ai ricorsi avversi alla deliberazione dell'Autorità n. 96/04;
- ai sensi del comma 4.4 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha comunicato all'Autorità, in data 15 dicembre 2008 (prot. Autorità n. 039974 del 15 dicembre 2008), le risultanze istruttorie relative alla ammissibilità dell'istanza di Idroelettrica Valcanale S.a.s.;
- ai sensi dell'articolo 9 del Testo integrato, Idroelettrica Valcanale S.a.s. ha effettuato la dichiarazione dei ricavi ammessi effettivi relativi all'anno 2004 (prot. Autorità n. 04156 del 28 gennaio 2009);
- la Cassa ha comunicato all'Autorità l'ammontare relativo al regime di perequazione generale di competenza di Idroelettrica Valcanale S.a.s., per l'anno 2004 (prot. Autorità 07849 del 19 febbraio 2009);
- ai sensi del comma 4.5 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, in data 23 aprile 2009, l'Autorità ha comunicato ad Idroelettrica Valcanale S.a.s. l'ammissione al regime di perequazione specifico aziendale e il valore dello scostamento rilevato (prot. Autorità 0019772);
- con comunicazione del 26 giugno 2009 (prot. Autorità n. 036888 del 30 giugno 2009), Idroelettrica Valcanale S.a.s. ha fatto pervenire all'Autorità ed alla Cassa le informazioni di cui al comma 4.7 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04;
- ai sensi dell'articolo 4, comma 2 del dPR n. 244/01, con comunicazione del 24 settembre 2009 (prot. Autorità 0054988) l'Autorità ha comunicato ad Idroelettrica Valcanale S.a.s. l'avvio del procedimento per la determinazione del fattore di correzione Csa;
- ai sensi del comma 5.5 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha comunicato all'Autorità in data 6 ottobre 2009 gli esiti dell'attività istruttoria sull'istanza di Idroelettrica Valcanale S.a.s. (prot. Autorità n. 058269 del 8 ottobre 2009);
- in presenza della disponibilità di tutti i dati richiesti, l'Autorità ha rinunciato alla comunicazione del Csa provvisorio di cui al paragrafo 5.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04;
- ai sensi del comma 5.8 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04, l'Autorità ha comunicato ad Idroelettrica Valcanale S.a.s. il Csa definitivo in data 13 ottobre 2009 (prot. Autorità n. 0059397);
- la società Idroelettrica Valcanale S.a.s. non si è avvalsa della facoltà di richiedere l'audizione finale, ai sensi dell'articolo 10, comma 5, del dPR n. 244/01.

Ritenuto:

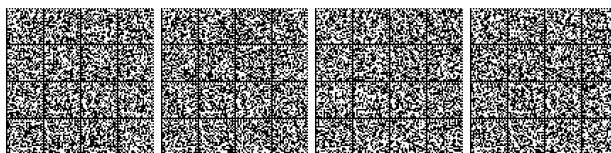
- sulla base della documentazione istruttoria e tenuto conto della dichiarazione di Idroelettrica Valcanale S.a.s. di non volersi avvalere degli effetti delle decisioni del Consiglio di Stato, in merito ai ricorsi avversi alla deliberazione dell'Autorità n. 96/04, e delle altre osservazioni e informazioni fornite, di fissare il coefficiente Csa, per l'anno 2004, pari a 0,4730

DELIBERA

1. di determinare il fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, di cui al comma 49.3 del Testo integrato, per la società Idroelettrica Valcanale S.a.s., per l'anno 2004, pari a 0,4730;
2. di disporre che la Cassa conguaglio per il settore elettrico corrisponda alla società Idroelettrica Valcanale S.a.s., l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale per l'anno 2004 sulla base del fattore di cui al punto 1. e del ricavo ammesso perequato, comunicato dall'Autorità;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 2 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14768

DELIBERAZIONE 10 novembre 2009.

Proroga del termine di cui all'articolo 63, comma 63.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, come successivamente integrata e modificata dalla deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09. (Deliberazione ARG/elt 167/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 novembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2009, ARG/elt n. 140/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 140/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 ottobre 2009, ARG/elt n. 162/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 162/09);
- la comunicazione della società EDIPOWER SPA in data 5 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 0065580 del 9 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione 5 novembre 2009).

Considerato che:

- l'articolo 63, comma 63.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 prevede che entro il 30 settembre di ciascun anno Terna notifichi a ciascun utente del dispacciamento i raggruppamenti minimi di impianti di produzione, ovvero la quota parte degli stessi ritenuta essenziale, nella sua disponibilità e precedentemente individuati da Terna;
- con deliberazione ARG/elt n. 140/09, l'Autorità ha prorogato, per l'anno in corso, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e, di conseguenza, anche il termine ad esso agganciato di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, del medesimo Allegato A;
- l'articolo 65.bis, comma 65.bis.5, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 prevede che l'utente del dispacciamento che ne sia interessato comunichi all'Autorità ed a Terna la propria intenzione a sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1, indicando se il contratto debba prevedere quanto alle lettere a) e b) del comma 65.bis.1 o quanto alle lettere a) e b) del comma 65.bis.2, entro il medesimo termine di cui all'articolo 63, comma 63.5, del Allegato A alla medesima deliberazione;
- con deliberazione ARG/elt n. 162/09, l'Autorità ha prorogato, per l'anno in corso, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

- con comunicazione 5 novembre 2009, la società EDIPOWER SPA ha richiesto un'ulteriore proroga del termine di cui all'articolo 63, comma 63.5, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- la deliberazione ARG/elt n. 52/09 è di nuova applicazione ed il 2010 è il primo anno di implementazione della medesima deliberazione, in particolare per quanto concerne l'opportunità degli utenti del dispacciamento di optare per i regimi alternativi di cui all'articolo 65.bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

Ritenuto opportuno:

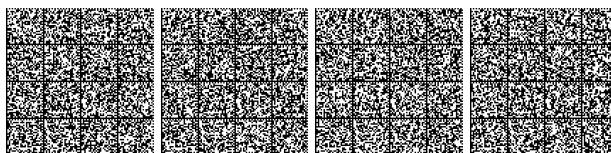
- accogliere, per quanto nei considerati, la richiesta di cui alla comunicazione 5 novembre 2009, e, quindi, prorogare ulteriormente, per l'anno in corso, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.5, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

DELIBERA

1. di modificare, con riferimento all'anno 2009, la scadenza prevista all'articolo 63, comma 63.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e porla al 13 novembre;
2. di modificare, con riferimento all'anno 2009, la scadenza prevista all'articolo 63, comma 63.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e porla al 18 novembre;
3. di trasmettere il presente provvedimento a Terna nonché alle società ENEL PRODUZIONE SPA, EDIPOWER SPA, E.ON ENERGY TRADING SPA, A2A TRADING S.r.l., ACEAELECTRABEL TRADING SPA e IDROENERGIA SCRL;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14769

DELIBERAZIONE 10 novembre 2009.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per gli anni dal 1999 al 2007 per l'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel S.p.A.: SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A. - Rettifica delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 15/09, ARG/elt 47/09, ARG/elt 73/09, ARG/elt 95/09, ARG/elt 96/09, ARG/elt 97/09, ARG/elt 98/09. (Deliberazione ARG/elt 168/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2009, n. 102, di conversione del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 82/06 (di seguito: deliberazione n. 82/06);
- la deliberazione dell'Autorità 12 giugno 2003, n. 63/03 (di seguito: deliberazione n. 63/03);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06 (di seguito: deliberazione n. 85/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2009, ARG/elt 47/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/09);
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2009, ARG/elt 73/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 73/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 95/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 95/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 96/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 96/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 97/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 97/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 98/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/09);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) relative ai procedimenti istruttori per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria dell'impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A., e in particolare le comunicazioni 14 14 aprile 2009, prot. 660 (prot.Autorità 17866 del 16 aprile 2009), 20 luglio 2009, prot.1593 (prot.

Autorità 41562 del 22 luglio 2009), 2 novembre 2009, prot. 2272 (prot. Autorità 64721 del 4 novembre 2009).

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con la comunicazione del 14 aprile u.s. sopra citata la Cassa ha trasmesso le aliquote, calcolate a valle dell'attività istruttoria, per la determinazione delle integrazioni per gli anni '99-'06 spettante all'impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A.;
- con la comunicazione del 20 luglio u.s. la Cassa ha trasmesso l'aliquota per la determinazione dell'integrazione per la medesima società relativa all'anno 2007;
- l'attività istruttoria dell'Autorità ha evidenziato la necessità di alcune correzioni ed approfondimenti, a seguito dei quali la Cassa ha comunicato, con lettera del 2 novembre u.s., le aliquote definitive corrette per gli anni '99-'07.

Considerato che:

- con deliberazione n. 63/03 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997 e 1998 per l'impresa in oggetto;
- con deliberazione n. 82/06 l'Autorità ha rideterminato le aliquote suddette in ottemperanza alla decisione del Consiglio di Stato n. 6203/2005;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alla suddetta impresa a partire dal 1 gennaio 1999 erano state calcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione n. 82/06 per il 1998;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- le deliberazioni n. 288/05 e n. 85/06 hanno riformato il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile, di cui alla deliberazione n. 182/00;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente;
- gli effetti della deliberazione n. 85/06 con riferimento a ciascuna impresa elettrica minore interessata, cessano con l'approvazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative all'anno 2005, come previsto dal punto 8 del medesimo provvedimento.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato; e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;

- con deliberazione n. 208/06 l’Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell’ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l’Autorità ha ribadito l’opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l’Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell’attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell’attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l’Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all’articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE;
- la revisione di cui al precedente considerato non è stata ancora completata.

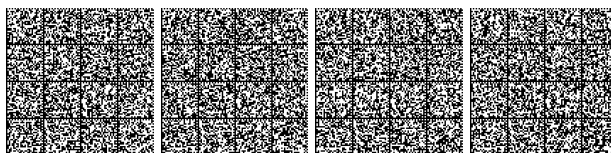
Considerato che:

- la differenza tra la somma delle integrazioni tariffarie corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2007 e la somma delle integrazioni tariffarie approvate con il presente provvedimento può risultare sia positiva sia negativa; e che nel primo caso si configura la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate (di seguito: restituzioni);
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni seguenti al 2007, calcolato sulla base dell’aliquota definitiva approvata per l’anno 1998, e il valore degli acconti ricalcolati per i medesimi anni sulla base dell’aliquota definitiva approvata nel presente provvedimento per l’anno 2007;
- il trattamento delle eventuali restituzioni è già stato disciplinato dalla deliberazione ARG/elt 15/09 e ripreso dalle successive deliberazioni ARG/elt 47/09, ARG/elt 73/09, ARG/elt 95/09, ARG/elt 96/09, ARG/elt 97/09 e ARG/elt 98/09 e prevedeva che la revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari fosse definita entro il 31 dicembre 2009.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva le aliquote di integrazione tariffaria per gli anni dal 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007 per l’impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A.;
- che l’aliquota definitiva relativa all’anno 2007 per l’impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento si applichi come nuova aliquota di integrazione provvisoria erogata a titolo di acconto, con decorrenza dall’1 gennaio 2008, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05.

Ritenuto inoltre opportuno:

- prorogare il termine per di sospensione delle eventuali restituzioni previsto nella deliberazione ARG/elt 15/09 e rimandare a successivo provvedimento la definizione delle modalità di dettaglio per la restituzione graduale.

DELIBERA

Articolo 1
Determinazione aliquote definitive

1.1 Ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007 per ogni kWh venduto dall'impresa SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A., sono determinate secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento.
1.2 Per l'anno 2008 e seguenti, la Cassa corrisponde alle imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2008 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2007 approvata con il presente provvedimento.
1.3 La restituzione dell'eventuale debito residuo da parte dell'impresa SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A. verso la Cassa è sospesa fino al 30 giugno 2010.

Articolo 2
Rettifica delle deliberazioni ARG/elt 15/09, ARG/elt 73/09 e ARG/elt 97/09

2.1 I termini previsti al punto 5 della deliberazione ARG/elt 15/09, al punto 1.3 della delibera ARG/elt 73/09 e al punto 3 della delibera ARG/elt 97/09 sono prorogati al 30 giugno 2010.

Articolo 3
Disposizioni transitorie e finali

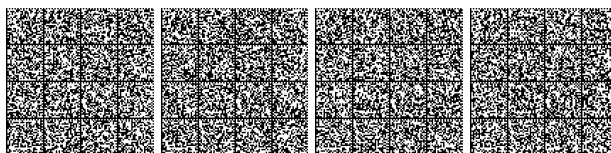
3.1 Con successivo provvedimento, l'Autorità definirà le modalità di recupero dell'eventuale debito residuo dovuto dalle imprese elettriche minori a partire dal 1° luglio 2010.
3.2 Sono abrogate le seguenti disposizioni:
    a. punto 6 della deliberazione ARG/elt 15/09;
    b. comma 1.4 della deliberazione ARG/elt 73/09;
    c. punto 4 della deliberazione ARG/elt 97/09.
3.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 - Aliquote di integrazione spettanti all'impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A. per gli anni 1999-2006 (importi in centesimi di euro per kWh)

(€ cent/kWh)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
SEA Società Elettrica di Favignana S.p.A.	40,00	55,32	45,16	62,22	67,96	45,50	47,97	48,38	41,82

09A14770

DELIBERAZIONE 10 novembre 2009.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per l'anno 2007 per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A.: S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (Deliberazione ARG/elt 169/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2009, n. 102, di conversione del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2002, n. 63/02;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 82/06 (di seguito: deliberazione n. 82/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06 (di seguito: deliberazione n. 85/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2009, ARG/elt 47/09;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2009, ARG/elt 73/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 73/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 96/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 96/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/elt 97/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 97/09);
- la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2009, ARG/elt 168/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 168/09);

- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) relative ai procedimenti istruttori per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle seguenti imprese elettriche minori S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A., e in particolare le comunicazioni 1 dicembre 2008, prot. 2542, 2543, 2544 e 2545 (prot. Autorità 38141 del 3 dicembre 2009 e prot. 639, 645 e 647 del 8 gennaio 2009), 2 ottobre 2009, prot. n.1998 (prot. Autorità 57390 del 6 ottobre 2009), 13 ottobre 2009, prot. 2133 (prot. Autorità 59591 del 14 ottobre 2009), 2 novembre 2009, prot. 2275 (prot. Autorità 65236 del 6 novembre 2009).

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con la comunicazione del 2 ottobre u.s. sopra citata la Cassa ha trasmesso le aliquote calcolate a valle dell'attività istruttoria, verificata dall'Autorità, per la determinazione delle integrazioni per l'anno 2007 spettanti alle seguenti imprese elettriche minori:
  a. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. (isola di Lampedusa);
  b. S.EL.I.S. Linosa S.p.A. (isola di Linosa);
  c. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. (isola di Marettimo);
  d. S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (isola di Pantelleria);
- con la comunicazione del 2 novembre u.s. sopra citata la Cassa ha rettificato l'aliquota precedentemente calcolata per l'impresa elettrica minore S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., a seguito di una segnalazione dell'impresa successivamente verificata dalla Cassa.

Considerato che:

- con deliberazione n. 63/03 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997 e 1998 per le imprese sopra richiamate;
- con deliberazione n. 82/06 l'Autorità ha rideterminato le aliquote suddette in ottemperanza alla decisione del Consiglio di Stato n. 6202/2005;
- con deliberazione n. 73/09 l'Autorità ha determinato le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per le imprese S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A.;
- con deliberazione n. 97/09 l'Autorità ha determinato le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per l'impresa S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alle suddette impresa a partire dal 1 gennaio 1999

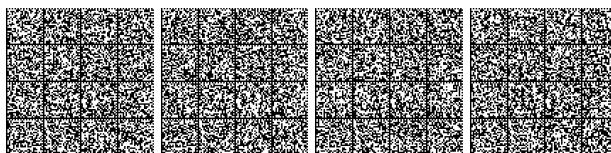
erano state calcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione n. 82/06 per il 1998;

- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- le deliberazioni n. 288/05 e n. 85/06 hanno riformato il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile, di cui alla deliberazione n. 182/00;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente;
- gli effetti della deliberazione n. 85/06 con riferimento a ciascuna impresa elettrica minore interessata, cessano con l'approvazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative all'anno 2005, come previsto dal punto 8 del medesimo provvedimento;
- a seguito dell'approvazione delle deliberazioni n. 73/09 e n. 97/09, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alle suddette imprese a partire dal 1 gennaio 2007 sono state ricalcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con le deliberazioni citate.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato; e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE;
- la revisione di cui al precedente considerato non è stata ancora completata.

Considerato che:

- la differenza tra la somma delle integrazioni tariffarie corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle integrazioni tariffarie approvate con il presente

provvedimento può risultare sia positiva sia negativa; e che nel primo caso si configura la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate (di seguito: restituzioni);

- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni seguenti al 2006, calcolato sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, e il valore degli acconti ricalcolati per i medesimi anni sulla base dell'aliquota definitiva approvata nel presente provvedimento per l'anno 2006;
- il trattamento delle eventuali restituzioni è già stato disciplinato dalla deliberazione ARG/elt 168/09.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva le aliquote di integrazione tariffaria per l'anno 2007 per le seguenti imprese elettriche minori:
  a. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. (isola di Lampedusa);
  b. S.EL.I.S. Linosa S.p.A. (isola di Linosa);
  c. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. (isola di Marettimo);
  d. S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (isola di Pantelleria);
- che le aliquote definitive relative all'anno 2007 per le imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento si applichino come nuove aliquote di integrazione provvisoria erogata a titolo di acconto, con decorrenza dall'1 gennaio 2008, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- uniformare le scadenze per le eventuali restituzioni a carico delle imprese interessate dal presente provvedimento a quanto previsto per le altre imprese elettriche minori nella deliberazione ARG/elt 168/09

DELIBERA

1. di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, le aliquote definitive relative all'anno 2007 per ogni kWh venduto dalle imprese
   a. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.;
   b. S.EL.I.S. Linosa S.p.A.;
   c. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.;
   d. S.MED.E. Pantelleria S.p.A.;

   secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
2. di disporre che, per l'anno 2008 e seguenti, la Cassa corrisponda alle imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2008 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2007 approvata con il presente provvedimento;
3. di disporre che la restituzione dell'eventuale debito residuo da parte delle imprese di cui al comma 1 sia sospesa fino al 30 giugno 2010 e avvenga secondo le modalità previste dal comma 1 dell'art. 3 della deliberazione ARG/elt 168/09;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 novembre 2009

Il presidente: Ortis

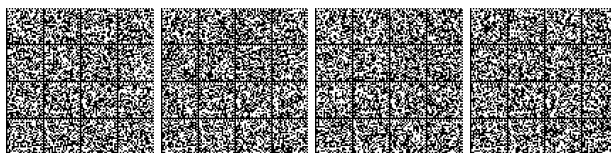



Tabella 1 - Aliquote di integrazione spettanti alle imprese elettriche minori S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A. per l'anno 2007 (importi in centesimi di euro per kWh)

(€ cent/kWh)	2007
S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.	22,17
S.EL.I.S. Linosa S.p.A.	23,14
S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.	38,35
S.MED.E. Pantelleria S.p.A.	19,84

09A14771

DELIBERAZIONE 16 novembre 2009.

Approvazione della proposta di Terna S.p.A. per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC per l'anno 2010. (Deliberazione ARG/elt 171/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 novembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 19 novembre 2004, n. 205/04 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 205/04);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) in data 13 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 67672 del 16 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione 13 novembre 2009).
- la comunicazione della società ERG POWER and GAS S.p.A. (di seguito: ERG) in data 26 ottobre 2009 – protocollo Autorità n. 0063168 del 29 ottobre 2009 – (di seguito: comunicazione 26 ottobre 2009).

Considerato che:

- la deliberazione n. 205/04 prevede che, a decorrere dall'anno 2005, il Gestore della rete – oggi Terna – organizzi delle procedure concorsuali per l'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (di seguito: CCC); e che, a tale fine, entro il 30 settembre di ciascun anno il Gestore della rete trasmetta all'Autorità una proposta per l'implementazione delle predette procedure concorsuali riferite all'anno solare successivo;
- con la comunicazione 13 novembre 2009, Terna ha trasmesso all'Autorità una proposta per l'implementazione delle predette procedure concorsuali riferite all'anno 2010.

Considerato inoltre che:

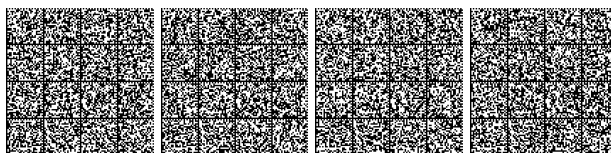
- con la comunicazione 26 ottobre 2009, ERG ha segnalato all'Autorità che l'esito della procedura concorsuale per l'assegnazione dei CCC riferiti al mese di ottobre 2009 sarebbe stata condizionato da un errore materiale di digitazione commesso da personale della medesima ERG con riferimento all'offerta di CCC nella zona Sicilia con profilo di impegno costante in tutte le ore del mese (di seguito: CCC baseload/Sicilia); e che, come verificato dagli uffici dell'Autorità, la comunicazione 26 ottobre 2009 descrive correttamente la sequenza di offerte presentate dalla medesima società ERG in detta procedura;
- nella medesima comunicazione 26 ottobre 2009, ERG ha segnalato all'Autorità che la procedura in essere non consentirebbe di comunicare l'errore di digitazione tramite il sistema informatico che gestisce la procedura concorsuale stessa;

- la proposta per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC riferiti al 2010, presentata da Terna con la comunicazione 13 novembre 2009, prevede la possibilità per i partecipanti a dette procedure di comunicare eventuali errori materiali relative alle offerte presentate tramite il sistema informatico che gestisce la procedura concorsuale stessa.

Considerato altresì che:

- le attuali procedure prevedono che in ciascuna sessione possano essere presentate offerte di CCC non accettate nella sessione precedente solo se caratterizzate da prezzi superiori (quindi, che comportino un minor pagamento di Terna al partecipante o un maggior pagamento di questo a Terna) a quelli che caratterizzavano la più bassa offerta accettata nella sessione precedente per quella particolare tipologia di CCC;
- la regola di ammissibilità delle offerte di cui al punto precedente non consente di presentare offerte che sebbene caratterizzate da prezzi meno favorevoli per Terna sarebbero comunque accettate dato l'insieme di offerte presentate nella sessione precedente; e che, pertanto, detta regola non consente di attribuire ai CCC il loro valore marginale e mantiene al banditore – nel caso di specie Terna – la differenza tra valorizzazione dei CCC al loro valore marginale e valorizzazione degli stessi al prezzo marginale accettato; e che tale effetto rileva in particolare nei casi di errori materiali;
- una diversa regola di ammissibilità delle offerte – che preveda per esempio che i prezzi offerti in una sessione siano almeno pari al più basso, nel caso in cui Terna debba ricevere, ovvero più alto, nel caso in cui Terna debba pagare, tra quelli che, sulla base delle offerte presentate per gli altri CCC nella sessione precedente, avrebbero consentito di assegnare comunque il CCC oggetto di offerta - consentirebbe di ridurre sensibilmente le criticità di cui al punto precedente.

Ritenuto che:

- il comportamento di offerta di ERG relativo ai CCC baseload/Sicilia nella procedura concorsuale per l'assegnazione dei CCC riferiti al mese di ottobre 2009 sia stato effettivamente condizionato da un errore materiale commesso dal personale della medesima ERG;
- per effetto di detto errore materiale e date le regole di ammissibilità delle offerte oggi in vigore vi sia stata una valorizzazione dei CCC oggetto di offerta da parte di ERG nella procedura di cui al punto precedente potenzialmente anche sensibilmente diversa dal valore marginale di detti CCC, date le offerte presentate per gli altri CCC nella medesima procedura;
- di tale eventuale diversa valorizzazione ha tratto beneficio Terna, non tanto nella sua qualità di venditore di CCC corrispondenti alla capacità fisica di trasporto tra le zone, quanto nella sua veste di banditore d'asta;
- la proposta per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC riferiti al 2010, presentata da Terna con la comunicazione 13 13 novembre 2009, consenta un'adeguata gestione di eventuali errori materiali commessi dai partecipanti.

Ritenuto opportuno:

- che Terna provveda quanto prima a sviluppare algoritmi e sistemi informatici di gestione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC che consentano di modificare, almeno a partire dalle procedure di assegnazione dei CCC riferiti al 2011, le regole di ammissibilità delle offerte coerentemente a quanto nei considerati;
- approvare la proposta per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC riferiti al 2010 presentata da Terna con la comunicazione 13 novembre 2009;
- che Terna provveda a rideterminare il valore dei CCC baseload/Sicilia nella procedura concorsuale per l'assegnazione dei CCC riferiti al mese di ottobre 2009 così da attribuire a detti CCC il loro valore marginale date le offerte di CCC complessivamente ricevute e comunque senza modificare gli esiti delle procedure per gli altri soggetti aggiudicatari;
- che, al fine di cui al punto precedente, detta rideterminazione avvenga utilizzando il più basso tra i prezzi che, date tutte le offerte presentate nell'ultima sessione della corrispondente procedura di assegnazione e trascurando i vincoli di ammissibilità delle offerte, avrebbero consentito l'assegnazione di una quantità marginale di CCC baseload/Sicilia senza modificare, a parte quanto corrispondente a detta quantità marginale, gli altri esiti (prezzi, quantità e soggetti assegnatari) della procedura di assegnazione

DELIBERA

1. di approvare la proposta per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC riferiti al 2010 presentata da Terna con la comunicazione 13 novembre 2009;
2. che Terna provveda a rideterminare il valore dei CCC *baseload/Sicilia* riferiti al mese di ottobre 2009 utilizzando il più basso tra i prezzi che, date tutte le offerte presentate nell'ultima sessione della corrispondente procedura di assegnazione e trascurando i vincoli di ammissibilità delle offerte, avrebbero consentito l'assegnazione di una quantità marginale di CCC *baseload/Sicilia* senza modificare, a parte quanto corrispondente a detta quantità marginale, gli altri esiti (prezzi, quantità e soggetti assegnatari) della procedura di assegnazione;
3. che Terna provveda quanto prima a sviluppare algoritmi e sistemi informatici di gestione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC che consentano di modificare almeno a partire dalle procedure di assegnazione dei CCC riferiti al 2011 le regole di ammissibilità delle offerte coerentemente a quanto nei considerati;
4. di trasmettere il presente provvedimento a Terna;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14772

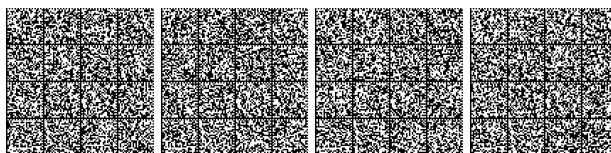
DELIBERAZIONE 16 novembre 2009.

Aggiornamento per l'anno 2007 del valore del fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2007, n. 316/07, relativo alle società Acea Distribuzione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), ASM Distribuzione elettricità S.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. (Deliberazione ARG/elt 172/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 novembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 96/04);
- le Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007, approvate con deliberazione n. 96/04 (di seguito: l'allegato A alla deliberazione n. 96/04);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06 (di seguito: deliberazione n. 202/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07 (di seguito: deliberazione n. 30/07);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007 n. 109/07 (di seguito: deliberazione n. 109/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2007 n. 136/07 (di seguito: deliberazione n. 136/07);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007 n. 316/07 (di seguito: deliberazione n. 316/07);
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 8/08);
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008 ARG/elt 21/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 21/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008 ARG/elt 54/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 54/08);
- la deliberazione dell'Autorità 20 maggio 2008 ARG/elt 62/08;
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2008 ARG/elt 78/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 settembre 2008 ARG/elt 121/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 121/08);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2008 ARG/elt 183/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 183/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008 ARG/elt 196/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/08);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009 ARG/elt 14/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 14/09).

Considerato che:

- il comma 49.1 del Testo integrato ha istituito il regime di perequazione specifico aziendale, destinato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, di cui alla parte III, sezione I, del medesimo Testo integrato;
- la deliberazione n. 96/04 ha definito le modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007;
- ai fini della determinazione dell'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale, ai sensi del comma 49.3 del Testo integrato sono state condotte specifiche istruttorie;
- le deliberazioni n. 202/06, 30/07, 109/07, 136/07, ARG/elt 8/08, ARG/elt 21/08, ARG/elt 54/08, ARG/elt 121/08, hanno determinato il fattore di correzione specifico aziendale (Csa) dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004, di cui al comma 49.3 del Testo integrato, per le seguenti società, in misura pari a:

Società	*Deliberazione*	Csa_{2004}
Acea S.p.A.	30/07	0,1875
AEM Elettricità S.p.A.	ARG/elt 121/08	0,1391
Amaie Sanremo S.p.A.	136/07	0,1310
ASM Distribuzione elettricità s.r.l.	ARG/elt 8/08	0,1378
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	ARG/elt 54/08	0,2378
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	109/07 - ARG/elt 21/08	0,0333
Deval S.p.A.	202/06	0,1083

- il comma 49.3 del Testo integrato ha stabilito che in ciascun anno l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale è pari al fattore Csa moltiplicato per il ricavo ammesso perequato di ciascun anno;
- il comma 49.5 del Testo integrato ha stabilito che il fattore di correzione Csa sia aggiornato annualmente in coerenza con le modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura della remunerazione del capitale investito;
- l'articolo 1 della deliberazione n. 316/07 ha stabilito le modalità per l'aggiornamento del fattore di correzione Csa per gli anni 2005, 2006 e 2007;
- la deliberazione n. 30/07 ha fissato un decremento del 3,73% annuo del coefficiente Csa, in considerazione della eliminazione delle sovrapposizioni tra la rete storica di Acea Distribuzione S.p.A. e quella acquisita da Enel S.p.A. nel territorio del comune di Roma, da applicare in sede di aggiornamento annuo del coefficiente Csa di cui al paragrafo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04;
- l'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 62/08 ha disposto che, a titolo di acconto e salvo conguaglio, la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) versi alle imprese beneficiarie della perequazione specifica aziendale, entro il 30 giugno 2008, gli importi spettanti per gli anni 2005, 2006 e 2007, pari ciascuno all'80% dell'ammontare liquidato per l'anno 2004;
- la Società A2A S.p.A. con lettera del 26 marzo 2009 (prot. Autorità 014322 del 26 marzo 2009), ha comunicato la variazione della denominazione sociale di ASM Distribuzione elettricità s.r.l. e AEM Elettricità S.p.A. in A2A Reti Elettriche S.p.A., a partire dal 1 aprile 2009;
- i dati necessari, ai sensi della deliberazione n. 316/07, all'aggiornamento del fattore di correzione Csa per l'anno 2007 per le società Acea Distribuzione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), ASM Distribuzione elettricità s.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., Amaie Sanremo

S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche sono stati acquisiti tramite raccolte dati predisposte dalla Direzione Tariffe per l'aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari, per la comunicazione dei ricavi eccedentari il vincolo V1 e per la perequazione generale;

- i dati relativi agli investimenti effettuati negli anni 2004 e 2005 dalle società Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche, in quanto non rilevabili nelle raccolte dati di cui al precedente comma, necessari all'aggiornamento del fattore di correzione Csa per gli anni 2006 e 2007, sono stati richiesti alle medesime società mediante apposita modulistica inviata dalla Direzione tariffe;
- la deliberazione ARG/elt 78/08 ha differito i termini in materia di vincolo V1 per l'anno 2007 e sospeso i termini relativi alla perequazione generale 2007;
- la deliberazione ARG/elt 183/08 ha riavviato la perequazione generale per l'anno 2007;
- la Direzione Tariffe ha richiesto alle società Acea Distribuzione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), ASM Distribuzione elettricità s.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche di confermare i dati in proprio possesso necessari all'aggiornamento del fattore Csa per il 2007;
- decorsi i 10 giorni previsti dalla comunicazione di cui al precedente comma le società AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.) e ASM Distribuzione elettricità s.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.) hanno richiesto modifiche ai dati in possesso degli uffici, in ultimo con comunicazione del 7 agosto 2009 (prot. Autorità 046473 del 11 agosto 2009);
- la Cassa con lettera del 30 ottobre 2009 (prot. Autorità 064283 del 3 novembre 2009), ha comunicato i risultati di perequazione generale per l'anno 2007;
- l'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 21/08 ha disposto che l'importo liquidato dalla Cassa in ottemperanza dell'articolo 2 della deliberazione n. 109/07, alla società Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG venga trattenuto dalla società a titolo di anticipazione di quanto spettante, salvo conguaglio, quale perequazione specifica aziendale per il periodo di regolazione 2004-2007.

Ritenuto opportuno:

- sulla base dei dati in possesso degli uffici dell'Autorità per le società Acea Distribuzione S.p.A., Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche e sulla base dei dati rettificati di AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.) e ASM Distribuzione elettricità s.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A., con comunicazione del 7 agosto 2009 (prot. Autorità 046473 del 11 agosto 2009) e di Deval S.p.A., con comunicazione del 8 luglio 2009 (prot. Autorità 039122 del 10 luglio 2009), aggiornare il coefficiente Csa, per l'anno 2007, nella misura pari a:

Società	Csa_{2007}
Acea Distribuzione S.p.A.	0,1802
AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.)	0,0859
Amaie Sanremo S.p.A.	0,1437
ASM Distribuzione elettricità S.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.)	0,0981
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	0,2334
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	0,0636
Deval S.p.A.	0,1249

DELIBERA

1. di determinare per le società Acea Distribuzione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), ASM Distribuzione elettricità s.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.), Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM S.p.A. di San Severino Marche l'aggiornamento del fattore *Csa* per l'anno 2007, in misura pari, rispettivamente a:

Società	Csa_{2007}
Acea Distribuzione S.p.A.	0,1802
AEM Elettricità S.p.A. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.)	0,0859
Amaie Sanremo S.p.A.	0,1437
ASM Distribuzione elettricità S.r.l. (oggi A2A Reti Elettriche S.p.A.)	0,0981
ASSEM S.p.A. di San Severino Marche	0,2334
Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	0,0636
Deval S.p.A.	0,1249

2. di disporre che la Cassa corrisponda alle società di cui al precedente punto 1. gli ammontari relativi alla perequazione specifica aziendale per l'anno 2007 indicati sulla base dei fattori di cui al medesimo punto 1. e del ricavo ammesso perequato, comunicato dall'Autorità;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet(www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di pubblicazione dello stesso.

Milano, 16 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14773

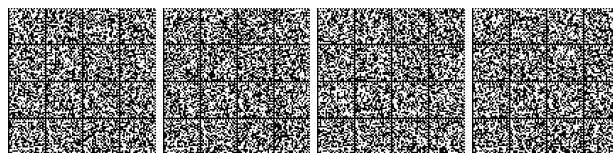
DELIBERAZIONE 2 novembre 2009.

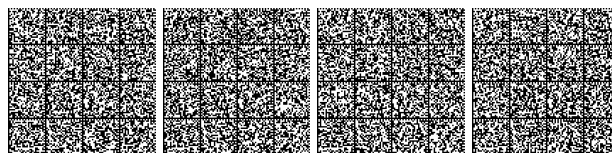
Differimento del termine di cui al comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 197/08, disposizioni tariffarie transitorie relative al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2009 e rettifica di errori materiali della «Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012». (Deliberazione ARG/gas 164/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legge 25 giugno 2008, come convertito dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 e successivamente modificato dalla legge 23 luglio 2009, n. 99.
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del TUDG recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)", approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 193/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 193/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 197/08);
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2009, ARG/gas 29/09;
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 54/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, di approvazione del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane ;
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 79/09);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2009, ARG/gas 109/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 109/09);
- la deliberazione 28 settembre 2009, ARG/com 133/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 133/09).

Considerato che:

- il comma 53.1, lettera b), della RTDG, prevede che il soggetto responsabile della raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas, con riferimento ai punti di riconsegna, sia l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
- il comma 2.1 della deliberazione ARG/gas 197/08 prevede che la data di assunzione della responsabilità da parte delle imprese distributrici per le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas con riferimento ai punti di riconsegna, di cui al comma 53.1, lettera b), della RTDG, sia differito all'1 luglio 2009;
- il comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 197/08 prevede che, per il periodo transitorio, che si estende dall'1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009, a ciascuna impresa di vendita che svolga le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure sia riconosciuta una quota parte del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi del servizio di misura spettante alle imprese distributrici, di cui al comma 32.1 della RTDG;
- il comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 197/08 prevede che il riconoscimento alle imprese di vendita dell'ammontare di cui al comma 2.2 da parte delle imprese distributrici venga effettuato entro il 30 settembre 2009;
- il comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08 dispone che le imprese distributrici fino al 30 giugno 2009 applichino a titolo d'acconto le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- il comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08 prevede che successivamente al 30 giugno 2009 le imprese distributrici procedano ai conguagli tariffari, tenuto conto delle esigenze delle imprese di vendita, applicando retroattivamente dall'1 gennaio 2009 le tariffe obbligatorie che saranno pubblicate dall'Autorità entro il 30 giugno 2009;
- il comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 79/09 prevede che ai consumi di competenza del primo semestre si applichino a titolo definitivo le opzioni tariffarie, secondo le disposizioni del comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08;
- il comma 10.6 della deliberazione ARG/gas 79/09, con riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale, dispone l'abrogazione delle disposizioni di cui al comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08, che prevedeva l'esecuzione di conguagli tariffari con riferimento alle tariffe applicate nel primo semestre 2009;
- in conseguenza dell'abrogazione delle disposizioni di cui al comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08, sopra richiamata, la compensazione degli squilibri derivante dall'applicazione a titolo d'acconto nel corso del primo semestre 2009 delle tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, applicate dalle imprese ai sensi delle disposizioni del comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08, è garantita dall'applicazione della componente UG1;
- per le singole imprese distributrici il riassorbimento degli squilibri di cui al precedente alinea è garantito dall'applicazione dei meccanismi di perequazione e che pertanto un pieno riallineamento anche sul piano finanziario non potrà che realizzarsi alle scadenze previste per la liquidazione degli importi di perequazione a saldo;
- le disposizioni della RTDG non comprendono un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure
- con la deliberazione ARG/gas 193/08 è stata rimandata a successivo provvedimento la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito ed è stato mantenuto, fino a quella data, il valore applicato per l'anno termico 2007-2008;
- con la deliberazione ARG/gas 64/09 è stato fissato il livello della componente rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito con decorrenza 1 luglio 2009;

- che a decorrere dall’1 luglio 2009 tale componente non comprende elementi a copertura dei costi sostenuti dalle imprese di vendita per lo svolgimento delle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

Considerato che:

- il comma 50.1 della RTDG riporta la formula per la determinazione degli importi bimestrali d’acconto della perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- con il comma 10.2 della deliberazione ARG/gas 79/09 l’Autorità ha rimandato a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009, la determinazione degli importi di perequazione d’acconto, di cui al comma 50.1 della RTDG;
- con la deliberazione ARG/gas 109/09, per le imprese distributrici, per le quali il processo di analisi dei dati trasmessi si è concluso positivamente e per le imprese distributrici in relazione alle quali si è proceduto alla determinazione d’ufficio della tariffa di riferimento, come riportate nell’elenco di cui alla Tabella 1A della medesima deliberazione, l’Autorità ha approvato importi di perequazione bimestrale d’acconto per l’anno 2009, di cui al comma 50.1 della RTDG;
- con la deliberazione ARG/gas 109/09 per le imprese distributrici non riportate nell’elenco di cui alla Tabella 1A della medesima deliberazione, l’Autorità ha approvato importi provvisori di perequazione bimestrale d’acconto per l’anno 2009;
- gli importi di perequazione d’acconto di cui ai precedenti alinea sono stati determinati tenendo conto di una previsione dei ricavi effettivi determinati in funzione di una stima delle quantità distribuite per l'anno 2009 basata su dati consuntivi relativi all'anno 2008 trasmessi dalle imprese distributrici e su un'analisi degli andamenti delle quantità di gas allocato alle imprese distributrici nel primo trimestre, come risulta dai dati pubblicati sul sito *internet* di Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam Rete Gas) relativamente al bilancio mensile del gas trasportato;
- a seguito dei controlli effettuati dall’Autorità si sono riscontrati alcuni errori relativi ai dati trasmessi dalle imprese distributrici; inoltre i dati semestrali pubblicati da Snam Rete Gas hanno mostrato una sensibile flessione delle quantità di gas allocato alle imprese distributrici rispetto al dato dei primi tre mesi, precedentemente utilizzato per dimensionare gli importi di perequazione d’acconto;
- con la deliberazione ARG/com 133/09 l’Autorità ha ritenuto di prevedere che gli effetti sui ricavi delle imprese di distribuzione del gas naturale degli errori commessi dalle imprese, relativamente ai quantitativi di gas distribuito, e della flessione di gas consumato siano intercettati attraverso il meccanismo di perequazione di cui al titolo 7 della RTDG;
- con la medesima deliberazione ARG/com 133/09 l’Autorità ha modificato il livello della componente tariffaria UG_1 con l’obiettivo di recuperare nel IV trimestre 2009 gli squilibri conseguenti alla revisione delle stime di cui ai punti precedenti;
- la formula di cui al comma 50.1 della RTDG, per la determinazione degli importi di perequazione d’acconto, si riferisce a una situazione a regime che preveda l’applicazione in tutti i bimestri dell’anno di tali importi bimestrali d’acconto.

Considerato che:

- i vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione, dei costi del servizio di misura e dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura, disciplinati al Capo 2 della RTDG, sono determinati in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti in ciascun anno t da ciascuna impresa di distribuzione c;

- il numero dei punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa distributrice c, secondo quanto disposto dal col comma 28.1 della RDTG è calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente dall'applicazione della componente t(cot) in ciascun anno t, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente t(cot) nel medesimo anno t;
- nel corso del I semestre dell'anno 2009 la componente t(cot) non ha trovato applicazione e che di conseguenza non risulta applicabile, per le località non in avviamento, limitatamente a tale porzione di anno la disposizione di cui al comma 28.2 della RTDG;
- il comma 5.1 della deliberazione ARG/gas 79/09, in applicazione di quanto previsto dalla deliberazione n. 157/07 quantifica la maggiorazione della componente tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione posta a carico dei clienti domestici, da applicare nel periodo luglio-dicembre 2009;
- il comma 5.2 della medesima deliberazione ARG/gas 79/09 prevede che l'applicazione di tale maggiorazione sia facoltativa.

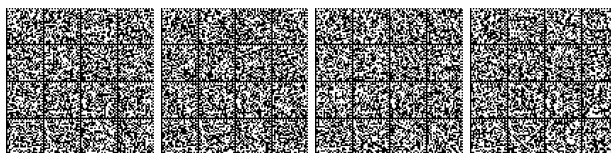
Considerato infine che:

- si è riscontrato un errore materiale nella tabella 5 della RTDG.

Ritenuto che sia opportuno:

- differire il termine di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 197/08 al 30 novembre 2010, allineandolo così alla scadenza già prevista dal comma 2.7 della deliberazione n. 197/08, in ordine all'esigenza di garantire l'equilibrio finanziario delle imprese esercenti.

Ritenuto che sia opportuno:

- definire una regola transitoria, in deroga alle disposizioni di cui al comma 28.1 della RTDG, per la determinazione del numero di punti di prelievo serviti nel primo semestre dell'anno 2009 per le località non in avviamento;
- prevedere che i ricavi effettivi derivanti dall'applicazione delle opzioni tariffarie applicate nel corso del I semestre 2009, secondo le disposizioni di cui al comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 79/09, siano assegnati primariamente alla copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e alla copertura dei costi relativi al servizio di misura, compresa la copertura dei costi connessi all'incremento del numero di letture di switch rispetto all'anno 2006, fissati unitariamente pari a 0,1 euro per punto di riconsegna per anno, secondo quanto previsto dal comma 49.1 della RTDG;
- la quota residua dei ricavi effettivi conseguiti dalle imprese distributrici nel corso del I semestre 2009 dall'applicazione delle opzioni tariffarie, conformemente alle disposizioni di cui al comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 79/09, sia assegnata alla copertura dei costi del servizio di distribuzione del gas naturale;
- rivedere il livello degli importi di perequazione d'acconto determinati con la deliberazione ARG/gas 109/09 per il V e per il VI bimestre dell'anno 2009, tenendo conto degli effetti prodotti dagli errori riscontrati sui dati trasmessi e dalla contrazione dei consumi, nonché del livello degli importi di perequazione d'acconto definiti per il IV bimestre del medesimo anno 2009.

Ritenuto inoltre che sia opportuno:

- provvedere a rettificare l'errore materiale riscontrato nella Tabella 5 della RTDG

DELIBERA

Articolo 1
Differimento dei termini di cui al comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 197/08

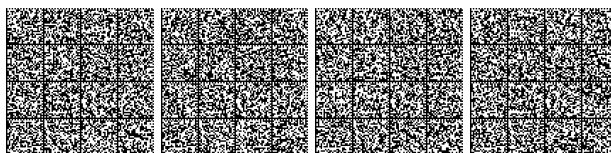
1.1 Il termine di cui al comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 197/08 è differito al 30 novembre 2010.

Articolo 2
Disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi

2.1 In deroga a quanto previsto dal comma 28.1 della RTDG, il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno *t* dall'impresa c nell'anno 2009, $NUA_{t,c}^{eff}$, per le località che non sono in periodo di avviamento nel medesimo anno, è determinato come somma di:
   a) numero ottenuto dal rapporto tra il ricavo rinveniente dall'applicazione delle quote fisse delle opzioni tariffarie applicate nel corso del primo semestre 2009 e il valore unitario di tali quote fisse;
   b) numero ottenuto dal rapporto tra il ricavo rinveniente dall'applicazione della componente *t(cot)*, di competenza del secondo semestre dell'anno 2009, al netto della maggiorazione di cui al comma 5.1 della deliberazione ARG/gas 79/09, e il valore unitario della componente *t(cot)* in vigore nell'anno 2009, al netto della maggiorazione di cui al comma 5.1 della deliberazione ARG/gas 79/09.

2.2 Nel caso il valore del ricavo rinveniente dall'applicazione delle quote fisse non sia rilevato contabilmente in modo separato rispetto alle altre partite, il numero di cui alla precedente lettera a) è pari alla metà del numero dei punti di prelievo medi attivi nel primo semestre, calcolato come media aritmetica del numero dei punti di prelievo attivi alla fine di ciascun mese del semestre medesimo.

Articolo 3
Disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di perequazione

3.1 Ai fini della determinazione degli importi di perequazione per l'anno 2009, relativi al servizio di distribuzione, di cui al comma 48.1 della RTDG, il ricavo effettivo RE_c è pari alla somma:
   a) del ricavo conseguito nel corso del secondo semestre del medesimo anno 2009 dall'applicazione delle tariffe obbligatorie approvate con la deliberazione ARG/gas 79/09;
   b) del ricavo conseguito dall'applicazione delle opzioni tariffarie nel corso del primo semestre 2009, secondo le disposizioni di cui al comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 79/09, al netto delle quote destinate alla copertura dei costi relativi al servizio di misura e alla copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura, determinate coerentemente con le indicazioni di cui ai successivi commi 3.2 e 3.3.

3.2 La quota parte del ricavo effettivo del primo semestre 2009 destinato alla copertura dei costi relativi al servizio di misura di cui al precedente comma 3.1, lettera b), è determinato come prodotto della componente tariffaria $\tau_1(mis)$, come fissata con la deliberazione ARG/gas 79/09, per il numero di punti di riconsegna attivi nel primo semestre 2009, di cui al comma 2.1, lettera a), della presente deliberazione, calcolato distintamente per ciascun ambito tariffario.

3.3 La quota parte del ricavo effettivo del primo semestre 2009 destinato alla copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura di cui al precedente comma 3.1, lettera b), è determinato come prodotto della componente *t(cot)*, fissata pari a 0,79 euro/punto di riconsegna per il numero di punti di riconsegna attivi nel primo semestre 2009, di cui al comma 2.1, lettera a), della presente deliberazione.

3.4 Ai fini della determinazione degli importi di perequazione per l'anno 2009, relativi al servizio di misura, di cui al comma 49.1 della RTDG, i ricavi effettivi $RE_c^{capex,mis}$ e RE_c^{switch} sono valutati con riferimento al numero di punti di riconsegna attivi di cui al comma 2.1 della presente deliberazione.

Articolo 4

Determinazione dell'ammontare di perequazione bimestrale d'acconto per il V e VI bimestre 2009

4.1 Per le imprese distributrici riportate nella Tabella 1a della deliberazione ARG/gas 109/09 sono approvati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per il V e VI bimestre 2009, come riportati nella Tabella 1.

4.2 Per le restanti imprese distributrici non riportate nella Tabella 1a sono approvati importi provvisori di perequazione bimestrale d'acconto per il V e VI bimestre 2009, come riportati nella Tabella 2.

4.3 Restano ferme le disposizioni di cui al comma 2.3 della deliberazione ARG/gas 109/09.

Articolo 5

Rettifica di errori materiali

5.1 Nella Tabella 5 della RTDG il valore della componente $t(rac)_t^{opex}$, pari a 2,95 euro/punto di riconsegna, va sostituito con il valore di 2,85 euro/punto di riconsegna.

Articolo 6

Disposizioni finali

6.1 La tabella 5 della RTDG è pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) con le modifiche ed integrazioni di cui al presente provvedimento.

6.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 2 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

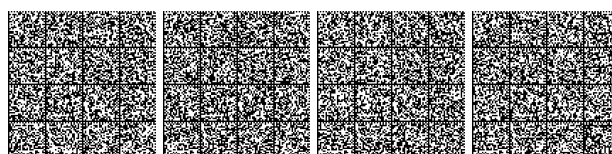
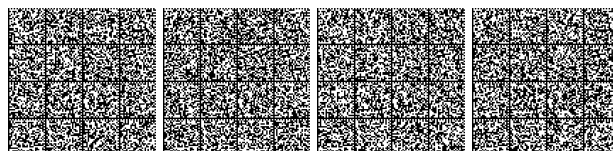
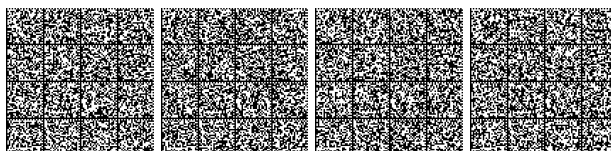
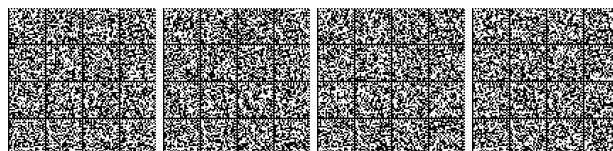



Tabella 1

IDAEEG	Distributore	quota 5° e 6° bim.
6	METANALPI VALCHISONE SRL	72.188,93
12	PORTOCANNONE GAS SRL	-876,79
45	COLLINO & C.SPA	-81.217,98
56	CO.RI.ME SRL - COMPAGNIA RICERCHE METANO	1.191,37
110	GENIA SPA	32.531,92
119	MULTISERVIZI S.B. SRL	13.729,82
211	A.M.GAS AZIENDA MUNICIPALE GAS SPA	501.656,54
219	ASSISI GESTIONI SERVIZI SRL	-20.226,49
253	ASME SPA	-14.333,09
301	AGSM RETE GAS SRL	62.620,31
337	ASM VIGEVANO E LOMELLINA SPA	-74.945,81
359	AES SPA - AZ.ENERGIA E SERVIZI	2.061.441,22
370	Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG	-38.991,20
376	ENAM SPA	-9.442,94
393	SOGEIM SPA	1.242,38
407	SEA GAS SPA	181.318,53
424	SERVIZI TERRITORIALI EST TRENTINO SPA	66.537,20
458	E.ON RETE OROBICA	14.884,56
474	SAPIGAS SRL	-17.333,50
475	UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL	257.366,70
514	CASIRATE GAS SRL - DISTRIBUZIONE GAS METANO	3.594,01
518	COMUNE DI SONA	18.483,96
524	NORMANNA GAS SPA	39.831,47
546	MONTE SECCO SERVIZI SRL	10.983,91
553	UNISERVIZI SPA	30.709,91
573	PREALPI GAS SRL	55.606,17
596	PONTE SERVIZI SRL	8.126,21
664	SOLDO FRANCESCO SRL	22.318,99
682	GRITTI GAS RETE SRL	59.869,41
761	COMUNE DI NANTO	3.520,99
792	MEA SPA - MELEGNANO ENERGIA AMBIENTE SPA	28.772,37
798	AEMME LINEA DISTRIBUZIONE SRL	76.050,91
822	BA.SE. SRL	51.430,64
846	METANO CASALPUSTERLENGO SPA	43.457,67
847	A.S.T.E.A. MULTISERVIZI SRL	3.931,56
862	BASENGAS SRL	-536,80
896	ASPM SORESINA SERVIZI SPA	-11.822,89
974	ASM DISTRIBUZIONE GAS SRL	34.900,34
1045	ASTEA SPA	45.947,94
1065	ASP SRL - AZ.SERVIZI POLVERIGI	3.593,69
1098	SOELIA SPA	18.443,21
1121	METANODOTTI DEL FRIULI SRL	8.542,93
1188	ATAC CIVITANOVA SPA	-2.075,69
1244	ISERA SRL	13.278,61
1310	COMUNE DI FROSOLONE	85,20
1317	COMPAGNIA GENERALE METANODOTTI SRL	11.904,23
1326	COMUNE DI SCERNI	11.958,20
1338	ADDA GESTIONE ENERGIE SPA	16.031,21
1417	AIR SPA - AZ.INTERCOMUNALE ROTALIANA	3.731,43
1593	BITRIGAS SRL	14.498,65
1595	AMG ENERGIA SPA	-94.298,67
1598	FERMO ASITE SRL	46.323,47
1607	BUSSETO SERVIZI SRL	1.637,46
1709	PALOMBA SRL	4.665,26
1780	FANANO GAS SURL	-17.924,93
1821	METANPROGETTI SRL	44.298,54
1827	PRIGEAS	9.426,91
1832	GASTECNICA GALLIERA SRL	28.173,27
1874	COMUNE DI FIUMEFREDDO DI SICILIA	10.781,58
1976	COMUNE DI SAN GIULIANO DI PUGLIA	3.983,35

Tabella 2

IDAEEG	Distributore	quota 5° e 6° bim.
13	COMUNE DI SAN BUONO	3.547,33
22	ITALIMPIANTI SRL	-28.359,32
23	AGES SPA	101.861,53
25	SOCOGAS SPA	36.990,41
31	CMV SERVIZI SRL	46.560,21
36	RANTON SRL	2.900,32
38	SGR RETI SPA	941.375,51
42	POLLINO GESTIONE IMPIANTI SRL	-16.178,92
47	TEASEI SRL	-1.834,03
49	SI.GAS SRL	248.519,30
50	METAEDIL SRL	19.099,65
52	SOGIP SRL	73.353,97
54	AQUAMET SPA	482.705,51
62	A.M.G. SCPA	9.439,65
63	MOGEST SRL - MOLISE GESTIONI	93.013,38
65	VERDUCCI DISTRIBUZIONE SRL	68.787,08
68	SOGAS SPA	101.983,75
86	CNEA GESTIONI SRL	140.133,91
95	PUBLIRETI SRL	17.136,55
97	E.ON RETE PADANA SRL	255.762,70
98	IRIS - ISONTINA RETI INTEGRATE E SERVIZI SPA	105.066,03
104	E.ON RETE LAGHI SRL	106.955,78
109	ACOS - AZ.CONSORTILE ACQUA E GAS SPA	18.859,02
111	NEBRODI GAS SERVICE SRL	91.423,38
112	PASUBIO GROUP SRL	278.407,60
124	VALLE CAMONICA SERVIZI SPA	125.390,82
133	CPL CONCORDIA S.C.R.L.	602.854,52
134	TISGA SRL	4.226,43
147	JULIA RETE SRL	24.338,39
162	METANALPI VALSUSA SRL	70.170,68
164	APES SRL	-6.218,38
175	SIDA IMPIANTI SPA	11.853,54
176	FAVELLATO CLAUDIO SRL	15.672,15
181	CAST SRL	3.439,62
187	MARIGLIANO GAS SRL	163.239,46
205	EDISON D.G. SPA	533.342,85
209	GENOVA RETI GAS SRL	1.054.347,14
214	DOLOMITI ENERGIA SPA	578.157,21
216	DISTRIBUZIONE GAS BADANO SRL	19.070,12
217	TRESCORE INFRASTRUTTURE SRL	-893,25
221	POWERGAS DISTRIBUZIONE SPA	55.178,16
226	SIME SPA - SOCIETA' IMPIANTI METANO	215.518,11
230	ASSEM - AZ.SAN SEVERINO MARCHE SPA	19.467,37
233	NOVENERGIA SRL	9.126,52
244	SGM DISTRIBUZIONE PAVESE SRL	-1.599,58
247	AMGA - AZ.MULTISERVIZI SPA	382.653,12
256	COOP. POMILIA GAS SCRL	15.252,68
262	MONTI AZZURRI SERVIZI TECNOLOGICI SRL	25.973,71
293	ASM RETI SPA	1.025.139,82
299	A.S.GA - AZIENDA SERVIZI GAGGIANO SRL	9.491,23
302	DISTRIBUZIONE GAS NATURALE SRL	-51.750,54
306	ASMT SERVIZI INDUSTRIALI SPA	-6.263,70
308	MULTISERVIZI SPA	129.188,80
318	AMALFITANA GAS SRL	203.756,39
325	E.ON RETE MEDITERRANEA SRL	537.599,68
335	AMEA SPA - AZ.MULTISERVIZI ENERGIA AMBIENTE	32.691,24
353	GELSIA RETI SRL	614.066,43
357	AZIENDA SONDRIENSE MULTISERVIZI SPA	-50.900,92
369	MULTISERVIZI AZZANESE S.U. A R.L.	-10.576,63
372	SOCIETA' DISTRIBUZIONE GAS E SERVIZI MONTE URANO SRL	10.185,05
373	CONDOTTE NORD SPA	209.795,38
377	GESAM SPA	381.226,07
378	ACAM GAS SPA	803.284,65
380	EROGASMET SPA	509.573,33
387	BRONI-STRADELLA	13.064,76
389	G.E.I. GESTIONE ENERGETICA IMPIANTI SPA	264.591,93
392	MOLTENI SPA	272.299,41

IDAEEG	Distributore	quota 5° e 6° bim.
404	B.B.S. SRL - BASSA BRESCIANA SERVIZI	-17.840,14
412	VENETA GAS SPA	119.104,34
413	APRICENA METANO SRL	-3.567,71
419	SOMET SRL	9.746,00
427	RETI.D.EA. SRL IN LIQUIDAZIONE	130.671,06
428	POGGIO IMPERIALE METANO SRL	5.819,41
434	GEA SPA	121.074,72
436	SEAB SPA	-24.797,35
447	CEA SRL DISTRIBUZIONE GAS	1.738,86
464	ASET S.p.A. - AZ.SERVIZI SUL TERRITORIO	57.345,61
481	GESTIONE SERVIZI COMUNALI SPA	5.349,42
484	ASM VOGHERA SPA	60.805,78
485	AZIENDE INDUSTRIALI MUNICIPALI VICENZA SPA	79.629,82
491	A.I.M. SERVIZI A RETE S.R.L.	-37.554,33
499	GAS NATURAL DISTRIBUZIONE ITALIA SPA	1.169.614,60
505	EDIGAS ESERCIZIO DISTRIBUZIONE GAS SPA	123.544,45
522	SMEDIGAS SPA	811.125,94
523	GAS SPA - GASDOTTI AZIENDA SICILIANA	1.295.162,76
525	AGRAGAS SPA	29.105,78
527	ITALMECO - CONS.ITALIANO METANO E COSTRUZIONI	132.015,17
530	SES RETI SPA SOCIETA' UNIPERSONALE	444.233,59
549	NOTARESCO DISTRIBUZIONE GAS SRL	-6.806,84
557	ACSM - AGAM SPA	78.637,02
589	AZIENDA SERVIZI TERRITORIALI SPA	-7.553,52
591	MULTISERVIZI LAMA SRL	13.382,71
597	ENIA SPA	234.234,79
615	PICENO GAS DISTRIBUZIONE SRL	-19.286,63
643	CNEA SUD SRL	29.019,40
654	COGESER SPA	71.880,01
659	AEG RETI DISTRIBUZIONE SRL	108.314,56
677	GE.S.COM. SRL - GESTIONE SERVIZI COMUNALI	-717,39
684	LIBARNA ENERGIE SPA	-14.661,43
685	CONSIAG RETI SRL	874,11
692	BIM GESTIONE SERVIZI PUBBLICI SPA	429.438,20
693	CONSORZIO SIMEGAS	96.046,41
696	VENETO DISTRIBUZIONE SPA	221.741,29
729	AZIENDA SERVIZI INTERCOMUNALI MULTISERVICES SRL	24.887,52
737	COMUNE DI CORTEMAGGIORE	4.049,91
739	SERVER SRL	30.926,44
741	GAS PLUS RETI SRL	184.132,28
754	AZ.SERVIZI MUNICIPALIZZATI S.P.A. CODOGNO	24.352,29
759	ASA - AZIENDA SERVIZI AMBIENTALI SPA	-3.981,42
767	SIMGAS NORD SRL	14.546,89
775	MARSIA DISTRIBUZIONE GAS SRL	116.355,52
791	TOSCANA ENERGIA SPA	2.089.893,18
795	GIUDICARIE GAS SPA	5.624,83
807	ITALGAS SPA - SOC.ITALIANA PER IL GAS	14.698.435,73
811	ARCALGAS PROGETTI SPA	1.387.435,51
812	ITALCOGIM RETI SPA	2.051.366,60
820	SALERNO ENERGIA DISTRIBUZIONE SRL	88.043,47
825	METANO ARCORE SPA	22.277,75
830	CO.I.ME.PA SRL	116.295,03
841	HERA SPA - HOLDING ENERGIA RISORSE AMBIENTE	2.183.472,66
842	MONTELUPONE ARCALGAS SRL	9.047,70
843	TECNICONSUL COSTRUZIONI E GESTIONI SRL	56.048,60
845	METANO BORGOMANERO SPA	53.411,91
848	METANO SANT'ANGELO LODIGIANO SPA	46.825,46
859	EGEA - ENTE GESTIONE ENERGIA E AMBIENTE S.P.A.	-49.730,07
860	LINEA DISTRIBUZIONE SRL	259.379,68
864	STECA SPA	84.209,34
869	SERENISSIMA GAS SPA	296.015,32
884	SERMAS SPA	40.105,19
890	NUOVENERGIE DISTRIBUZIONE SRL	29.430,14
891	ANGIZIA MULTISERVICES SRL	-1.780,64
902	COSEV SERVIZI SPA	-4.350,66
918	UNIGAS SRL	20.733,93
926	ACEGAS-APS SPA	629.691,36

IDAEEG	Distributore	quota 5° e 6° bim.
927	ALTO GARDA SERVIZI SPA	17.657,49
932	UMBRIA DISTRIBUZIONE GAS SPA	95.135,53
939	C.B.L. DISTRIBUZIONE SRL	32.187,68
960	ASPEM SPA	38.590,74
972	SOC.VALNERINA SERVIZI SPA	18.424,36
978	CARONNO PERTUSELLA SERVIZI SRL UNIPERSONALE	17.329,36
986	SO.L.E.A. SRL	6.227,13
988	E.ON RETE TRIVENETO SRL	238.831,02
990	AZIENDA TERRITORIALE ENERGIA AMBIENTE SPA VERCELLI	3.757,74
991	GP GAS SRL	4.212,35
992	AVISIO ENERGIA SPA	599.614,59
993	SADORI RETI SRL	118.934,38
995	ENEL RETE GAS SPA	3.705.552,78
1002	PROTOS SRL	26.812,39
1007	ASCOPIAVE SPA	841.842,69
1013	SERVIZI DISTRIBUZIONE SRL	54.192,52
1018	PITTA COSTRUZIONI SPA	256.348,91
1023	FIORENZUOLA PATRIMONIO SRL	1.644,31
1026	ASEP SPA - AZ.SERVIZI PUBBLICI - PORTO MANTOVANO (MN)	61.782,39
1030	ALTO SANGRO DISTRIBUZIONE GAS SRL	222.994,54
1034	CIMAF - CONSORZIO INTERCOMUNALE METANIZZAZIONE ALTO FRIGNANO	20.055,24
1036	SOC.SAN DONNINO MULTISERVIZI SRL	68.591,77
1047	COMEST SPA	92.097,81
1049	CIS GAS SRL	44.402,55
1052	COMUNE DI PIEVE SANTO STEFANO	5.258,52
1059	COINGAS SPA	308.419,28
1092	PESCARA DISTRIBUZIONE GAS SRL	-250.524,09
1112	AS RETIGAS SRL	69.664,26
1119	E.T. - ENERGIA E TERRITORIO - SERVIZI TECNOLOGICI SRL	119.737,20
1132	SELGAS SPA	313.155,39
1161	VALLE UMBRA SERVIZI SPA	73.306,88
1197	CITIGAS SOCIETA' COOPERATIVA SPA	-3.327,78
1218	LARIO RETI HOLDING SPA	388.799,15
1223	NATURAL GAS SRL	28.971,22
1232	INTESA DISTRIBUZIONE SRL	498.784,98
1245	AUSA MULTISERVIZI SRL	-7.478,83
1247	A2A RETI GAS SPA	1.293.308,38
1250	NAPOLETANA GAS SPA	566.136,52
1261	AZIENDA SERVIZI VALTROMPIA SPA	-21.125,65
1269	COSVIM SOC. COOP. A R.L.	3.497,46
1280	MARCHE MULTISERVIZI SPA	410.024,42
1300	ACQUAMBIENTE MARCHE SRL	46.034,91
1311	MELFI SRL	22.651,72
1343	AZ.SERVIZI MUNICIPALIZZATI BRESSANONE SPA	19.338,90
1344	CH4 LIZZANO SAS	8.267,29
1388	SI(e)NERGIA SPA	21.576,73
1392	AZIENDA SPECIALIZZATA SETTORE MULTISERVIZI SPA	15.072,21
1432	SOCIETA' INTERCOMUNALE GAS SPA	24.558,43
1437	DIM GAS SRL	35.209,25
1438	METEMA GESTIONI SRL	13.609,70
1460	SAN GIORGIO DISTRIBUZIONE SERVIZI SRL	18.465,80
1551	C.O.GAS PICCOLA COOPERATIVA A RL	29.875,12
1594	GAS PLUS SALSO SRL	62.345,11
1600	SGL MULTISERVIZI SRL	38.093,62
1615	SIDIGAS SPA SOCIETA' IRPINA DISTRIBUZIONE GAS	114.145,08
1620	METANOSUD RETI SPA	37.493,91
1623	BRAGAS SRL	5.141,97
1629	ENERGIE OFFIDA SRL	8.726,22
1653	SPIM	748,77
1662	AMGAS SPA	211.075,66
1721	SANGRO GAS SRL	18.113,46
1747	AZIENDA SERVIZI ENERGETICI CATANIA - ASEC	123.416,33
1843	LIGURIA GAS SRL	11.401,01
2130	MEDITERRANEA ENERGIA COS. CONS. A R.L.	731.936,21

09A14774

DELIBERAZIONE 2 novembre 2009.

Interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78. (Deliberazione ARG/gas 165/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

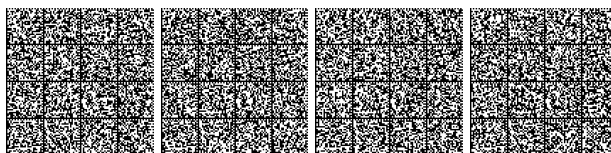
Nella riunione del 2 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- la legge 3 agosto 2009, n. 102, di conversione del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78 (di seguito: legge di conversione);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, come modificato dalla legge di conversione (di seguito: decreto legge n. 78/09);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: il Ministro) 7 agosto 2009 (di seguito: decreto 7 agosto 2009);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: Autorità) 17 luglio 2009, n. 137/02, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2004, n. 22/04;
- la deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2005, n. 119/05, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 119/05);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2008, ARG/gas 50/08 (di seguito:deliberazione ARG/gas 50/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2008, ARG/gas 102/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 102/08);
- deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 55/09);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2009, ARG/gas 110/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 110/09);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 114/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 settembre 2009, ARG/gas 122/09, (di seguito: deliberazione ARG/gas 122/09) con la quale sono state approvate le "Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale" per l'anno termico di trasporto 2009/2010;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/gas 135/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 135/09);
- la segnalazione dell'Autorità 27 febbraio 2009, PAS 3/09 (di seguito: segnalazione PAS 3/09);
- la deliberazione dell'Autorità 1 ottobre 2009, PAS 19/09 (di seguito: deliberazione PAS 19/09), con la quale l'Autorità ha sottoposto lo schema di delibera recante "Interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78" al Ministero dello Sviluppo Economico, per l'acquisizione del parere ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legge n. 78/09;
- il documento di consultazione 18 aprile 2008, DCO 10/08, recante possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale (di seguito: DCO 10/08);
- il documento di consultazione 5 agosto 2009, DCO 28/09, recante interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legge n. 78/09 (di seguito: documento DCO 28/09);

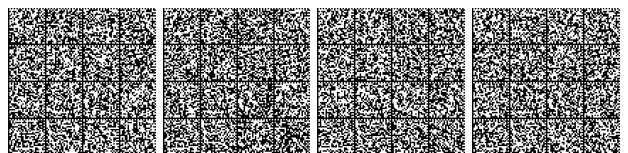
- la lettera della Direzione Mercati dell'Autorità in data 23 ottobre 2009 (prot. Autorità 62039 del 23 ottobre 2009) (di seguito: lettera 23 ottobre 2009);
- il parere del Ministero dello Sviluppo Economico, inviato con lettera in data 2 novembre 2009, (prot. Autorità 63722 del 2 novembre 2009) (di seguito: il parere).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 1, del decreto legge n. 78/09 ha previsto l'adozione da parte del Ministro, su proposta dell'Autorità, di misure volte alla cessione vincolata, per l'anno termico 2009-2010, al punto di scambio virtuale, di un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi, al fine di promuovere l'efficienza e la concorrenza nei mercati dell'energia; e che il Ministro ha adottato le predette misure con il decreto 7 agosto 2009 in base alla proposta formulata dall'Autorità con la deliberazione ARG/gas 110/09;
- con la deliberazione ARG/gas 114/09, l'Autorità ha determinato, ai sensi del decreto 7 agosto 2009, le condizioni e le modalità per la cessione dei volumi di gas di cui al precedente alinea da parte della società Eni S.p.A. per l'anno termico 2009-2010;
- l'articolo 3, comma 3, del decreto legge n. 78/09, al fine di consentire un'efficiente gestione dei volumi di gas ceduto attraverso le procedure di cui al precedente alinea, prevede che l'Autorità proceda:
  a. ad introdurre nelle tariffe di trasporto del gas naturale misure di degressività che tengano conto della struttura dei costi del servizio in ragione del coefficiente di utilizzo a valere dall'inizio del terzo periodo di regolazione in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale;
  b. ad adeguare la disciplina del bilanciamento del gas naturale, adottando meccanismi di flessibilità a vantaggio dei clienti finali, anche industriali;
  c. a promuovere, sentito il Ministero dello sviluppo economico, l'offerta dei servizi di punta per il sistema del gas naturale e la fruizione dei servizi di stoccaggio ai clienti finali industriali e termoelettrici, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture;
- l'intervento di cui alla precedente lettera a. si inserisce nel procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 50/08 per la definizione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione; e che con la deliberazione ARG/gas 135/09 l'Autorità ha prorogato sino al 31 dicembre 2009 la validità delle proposte tariffarie per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale approvate con deliberazione ARG/gas 102/08;
- con il documento DCO 28/09 l'Autorità ha voluto consultare gli operatori in merito all'adozione di misure urgenti al fine di ottemperare alle disposizioni richiamate alle precedenti lettere b. e c.;
- le misure descritte nel documento DCO 28/09, nelle more della più ampia revisione della disciplina del bilanciamento del gas naturale prospettata nel documento DCO 10/08, sono funzionali a consentire il raggiungimento degli obiettivi di flessibilità richiesti dal decreto legge n. 78/09 già a partire dall'anno termico di trasporto 2009-2010;
- nel documento DCO 28/09 l'Autorità ha rappresentato l'intenzione di:
  a. introdurre una sessione di registrazione delle transazioni al punto di scambio virtuale su base settimanale avente per oggetto la cessione di partite di gas naturale relative a ciascuno dei giorni della settimana immediatamente precedente;
  b. introdurre una piattaforma informatica con controparte centrale, gestita – per consentire la sua più rapida implementazione - dalla società Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam Rete Gas) per la negoziazione delle partite di gas naturale di cui al precedente punto a.;

c. la definizione di un servizio di stoccaggio di modulazione settimanale che consenta il prelievo e l'iniezione di gas in stoccaggio in momenti diversi di ciascuna settimana, garantendo l'azzeramento della posizione in stoccaggio al termine della stessa settimana;

- i soggetti che hanno inviato i propri commenti in risposta al documento DCO 28/09 hanno manifestato un sostanziale apprezzamento per le proposte avanzate dall'Autorità rilevando, nella maggior parte dei casi, l'opportunità:
  a. con riferimento all'intervento di cui alla lettera a del precedente punto, che la nuova sessione affianchi le sessioni di registrazione delle transazioni oggi previste;
  b. con riferimento all'intervento di cui alla lettera b del precedente punto, che la piattaforma informatica per centralizzare gli scambi possa essere gestita da un soggetto indipendente e possibilmente dalla società Gestore del mercato elettrico S.p.A. di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: Gestore del mercato), cui, in base all'articolo 30 della legge 99/09 è affidata in esclusiva la gestione economica del mercato del gas naturale;
  c. con riferimento all'intervento di cui alla lettera c del precedente punto, di prevedere che il servizio abbia durata superiore alla settimana, consenta adeguata flessibilità da parte dell'utente nella determinazione delle capacità da richiedere e nel loro utilizzo, mantenendo opportuni incentivi a garanzia della sicurezza del sistema del gas naturale;
- i tempi previsti dalla deliberazione ARG/gas 55/09 per l'aggiornamento dei codici di rete e stoccaggio, con particolare riferimento all'onere per l'impresa della preventiva consultazione tra soggetti interessati e Comitato, non consentono di attuare le misure sopra descritte in termini utili per garantire l'efficienza perseguita;
- con la lettera 23 ottobre 2009, la Direzione Mercati ha segnalato al Ministero dello Sviluppo Economico l'opportunità di apportare alcune modifiche marginali allo schema di provvedimento in allegato alla deliberazione PAS 19/09;
- Il Ministero dello Sviluppo Economico, con il parere, si è espresso favorevolmente nei confronti del provvedimento, tenendo conto dei contenuti della lettera 23 ottobre 2009.

Ritenuto che:

- sia necessario ed urgente definire gli interventi di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, secondo gli orientamenti generali prospettati nel DCO 28/09, tenuto conto delle osservazioni ricevute dai soggetti interessati;
- sia opportuno prevedere che, con successivo provvedimento, siano definite le modalità con cui sia eventualmente affidata al Gestore del mercato la gestione della piattaforma informatica con controparte centrale sopra decritta;
- nelle more del provvedimento di cui al precedente alinea sia opportuno che siano aggiornate le attuali condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale presso il punto di scambio virtuale al fine di consentire al Gestore del mercato la possibilità di registrare anche per conto delle proprie controparti le transazioni di cui è controparte centrale;
- sia opportuno prevedere procedure concorsuali per l'allocazione delle capacità di stoccaggio rese disponibili ai fini della precedente lettera c, al fine di consentire un'efficiente allocazione delle stesse fra i richiedenti, e che eventuali proventi delle medesime procedure che eccedano i prezzi base d'asta determinati dal presente provvedimento in base agli attuali criteri di determinazione delle tariffe di stoccaggio siano destinati ad un fondo istituito presso la Cassa conguaglio del settore elettrico;
- sia necessario prevedere che l'aggiornamento del codice di stoccaggio funzionale all'offerta dei servizi di stoccaggio oggetto del presente provvedimento avvenga in deroga alle disposizioni della deliberazione ARG/gas 55/09 al fine di consentirne la tempestiva introduzione;

- sia opportuno definire con successivo provvedimento eventuali integrazioni transitorie alla disciplina del bilanciamento dello stoccaggio che si rendessero necessarie, nelle more dell'implementazione delle misure relative ai servizi di stoccaggio contenute nel presente provvedimento, per consentire, ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legge n. 78/09, un'efficiente ed economica gestione dei volumi di gas ceduto;
- sia opportuno completare, con successivo provvedimento e unitamente alla definizione delle tariffe per il servizio di trasporto per il prossimo periodo regolatorio, la definizione delle misure di cui alla lettera a) del succitato comma;
- sia, di conseguenza, opportuno adottare il provvedimento secondo lo schema in allegato alla deliberazione PAS 19/09, con le modifiche di cui alla lettera 23 ottobre 2009

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 164/00, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 119/05 e le seguenti definizioni:

a. Cassa è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;

b. Condizioni PSV sono le condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al punto di scambio virtuale valide per l'anno termico di trasporto 2009/2010 approvate dall'Autorità con deliberazione 15 settembre 2009, ARG/gas 122/09;

c. decreto legge n. 78/09 è il decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, come modificato dalla legge 3 agosto 2009, n. 102;

d. Gestore del mercato è il Gestore del mercato elettrico S.p.A.

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce gli interventi di cui all'articolo 3, comma 3, lettere b) e c) del decreto legge n. 78/09 in materia di adeguamento della disciplina del servizio di bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale.

Articolo 3
Sessione di bilanciamento settimanale

3.1 Entro dieci giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento Snam Rete Gas invia all'Autorità una proposta di modifica delle Condizioni PSV che preveda una nuova sessione per l'effettuazione di transazioni giornaliere e multi giornaliere che:

a) consenta la partecipazione a tutti i soggetti abilitati ad operare al punto di scambio virtuale;

b) si svolga con cadenza almeno settimanale, non prima del secondo giorno di ciascuna settimana;

c) consenta la registrazione di transazioni per la cessione di partite di gas naturale relative a ciascuno dei giorni gas della settimana precedente;

d) consenta al Gestore del mercato di registrare, anche per conto delle controparti, le transazioni concluse nella piattaforma di cui all'articolo 4.

Articolo 4

Piattaforma di bilanciamento settimanale

4.1 Con successivo provvedimento l'Autorità definisce i criteri per la gestione di una piattaforma centralizzata funzionale alla cessione di gas nell'ambito della sessione di cui all'articolo 3.

Articolo 5

Servizio di bilanciamento per gli utenti

5.1 Le imprese di stoccaggio offrono, a partire dalla fase di erogazione dell'anno termico 2009/2010, un servizio di bilanciamento agli utenti del servizio di trasporto (di seguito: servizio di bilanciamento utenti), e rendono a tal fine disponibili capacità di stoccaggio, costituite da: capacità di spazio, capacità di erogazione e capacità di iniezione.

5.2 Le capacità di cui al precedente alinea sono conferite per periodi mensili, con riferimento a ciascun mese solare, e settimanali, con eccezione della prima e dell'ultima settimana del mese le quali sono rispettivamente ridotta con decorrenza dal primo giorno del mese ed estesa all'ultimo giorno del mese.

5.3 Ai fini dell'offerta del servizio di bilanciamento utenti l'impresa di stoccaggio rende disponibile le prestazioni di extra punta di erogazione, le ulteriori capacità ottenute, anche non strutturalmente, mediante l'ottimizzazione degli stoccaggi nel corso dell'anno termico, nonché le capacità che risultano disponibili sulla base dell'andamento prevedibile dell'esercizio degli stoccaggi.

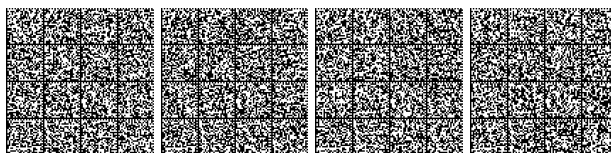
5.4 L'utente del servizio di stoccaggio di modulazione può rendere disponibili all'impresa di stoccaggio per il conferimento di capacità per il servizio di bilanciamento utenti le capacità di stoccaggio di cui dispone, fermi restando gli obblighi di giacenza minima di cui all'articolo 14 della deliberazione n. 119/05 determinati in base alla capacità del medesimo utente comprensiva della capacità resa disponibile ed eventualmente conferita a terzi.

5.5 Le capacità di stoccaggio per il servizio di bilanciamento utenti sono conferite disgiuntamente sulla base di procedure concorsuali, assicurando non discriminazione e parità di trattamento degli utenti, secondo le disposizioni di cui all'articolo 6.

5.6 Al servizio di bilanciamento utenti si applicano i corrispettivi come risultanti dalle procedure di cui all'articolo 6 nonché i corrispettivi e gli oneri variabili previsti per il servizio di modulazione dalla regolazione vigente.

Articolo 6

Modalità di svolgimento delle procedure concorsuali

6.1 Gli utenti del servizio di stoccaggio di modulazione che intendono rendere disponibili all'impresa di stoccaggio per il conferimento capacità di spazio di stoccaggio, capacità di erogazione e/o capacità di iniezione comunicano all'impresa di stoccaggio, entro un termine definito dall'impresa di stoccaggio tenuto conto dell'esigenza di assicurare il più ampio

accesso al servizio e la massimizzazione delle capacità offerte, i corrispondenti quantitativi e i corrispondenti prezzi minimi cui sono disponibili a cedere dette capacità.

6.2 Entro il medesimo termine di cui al comma precedente, gli utenti che intendono richiedere capacità di spazio di stoccaggio, capacità di erogazione e/o capacità di iniezione trasmettono alle imprese di stoccaggio, secondo modalità dalle stesse definite, le proprie richieste di conferimento precisando le capacità richieste e il relativo corrispettivo offerto per il loro conferimento.

6.3 Le modalità di trasmissione e di ricezione delle richieste di cui al comma precedente assicurano che le informazioni ivi contenute non siano accessibili prima del termine previsto per la loro apertura.

6.4 Le procedure di cessione/conferimento di capacità di spazio di stoccaggio, capacità di erogazione e capacità di iniezione avvengono in due sessioni distinte e consequenziali:

a. nella prima l'impresa di stoccaggio procede a combinare le offerte di vendita di cui al comma 6.1, unitamente ad eventuali capacità di stoccaggio rese disponibili dalla medesima impresa e valorizzate al corrispettivo minimo di conferimento definito al comma 6.8, e quelle di acquisto di cui al comma 6.2;
b. nella seconda l'impresa di stoccaggio conferisce, su base interrompibile, le capacità che, tenendo conto degli esiti della procedura di cui alla lettera a, risultano disponibili sulla base dell'andamento prevedibile della fase di erogazione, combinando tali capacità, offerte in vendita e valorizzate al corrispettivo minimo di conferimento definito al comma 6.8, ridotto del 20%, con le offerte di acquisto di cui al comma 6.2 eventualmente non soddisfatte in esito alla procedura di cui alla lettera a;

6.5 Le procedure di cui al precedente comma 6.4 si svolgono combinando le offerte, separatamente per ciascuna tipologia di capacità, secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto, stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto e l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del corrispettivo offerto, in modo da massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito alla procedura.

6.6 Il valore netto delle transazioni di cui ai precedenti commi è pari alla differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita, determinati come prodotto tra i rispettivi corrispettivi e le rispettive quantità.

6.7 Il corrispettivo di assegnazione delle procedure di cui al precedente comma 6.4 è pari al corrispettivo dell'ultima offerta di acquisto accettata in ciascuna procedura di conferimento, ovvero al corrispettivo di cui al comma 6.8, ridotto del 20% relativamente alla seconda sessione, nel caso in cui le capacità richieste siano inferiori alle capacità offerte.

6.8 Il corrispettivo minimo di conferimento di cui al comma 6.4 è fissato dall'impresa di stoccaggio in misura non superiore al relativo corrispettivo delle capacità del servizio di stoccaggio di modulazione riproporzionato in base alla durata del conferimento e tenendo conto dei relativi fattori di adeguamento.

6.9 Le procedure di cui ai commi precedenti si concludono entro i due giorni lavorativi successivi al termine di cui al comma 6.1.

6.10 L'impresa di stoccaggio comunica all'Autorità i risultati di dettaglio e pubblica sul proprio sito internet i risultati aggregati della procedura di assegnazione entro il giorno successivo alla sua conclusione.

Articolo 7

Destinazione dei proventi derivanti dalla procedura concorsale

7.1 Presso la Cassa è istituito il fondo bilanciamento utenti gas.

7.2 L'impresa di stoccaggio versa alla Cassa, sul fondo di cui al comma 7.1, i proventi derivanti dalla procedura di assegnazione dedotti:

a. i proventi riconosciuti agli utenti ai sensi del comma successivo;

b. i ricavi derivanti dal conferimento delle prestazioni di extra punta di erogazione valorizzata in base al prezzo massimo di cui al comma 7.1 della deliberazione n. 50/06 ovvero al corrispettivo di conferimento di cui al comma 6.7 se inferiore;

c. i ricavi derivanti dal conferimento delle ulteriori capacità rese disponibili valorizzati in base al rispettivo corrispettivo minimo.

7.3 L'impresa di stoccaggio riconosce all'utente che abbia reso disponibile capacità di stoccaggio ai sensi del comma 5.4 i proventi derivanti dal suo conferimento.

7.4 La Cassa trasmette all'Autorità, entro il 15 di ciascun mese, un rendiconto sulla gestione del fondo aggiornato al mese precedente.

7.5 Con successivo provvedimento l'Autorità definisce le modalità di destinazione delle disponibilità del fondo di cui al comma 7.1 a riduzione delle tariffe per l'attività di stoccaggio ovvero per la promozione dell'offerta dei servizi di punta di cui all'articolo 3, comma 3, lettera c del decreto legge n. 78/09.

Articolo 8

Disposizioni transitorie e finali

8.1 L'impresa di stoccaggio predispone una proposta di modifica del codice di stoccaggio nella quale sono definite le modalità applicative delle disposizioni in materia di servizi di stoccaggio di cui agli articoli precedenti e la trasmette all'Autorità per l'approvazione per quanto di competenza.

8.2 In deroga al comma 2.2 e all'articolo 3 della deliberazione 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, la proposta di cui al comma 8.1 è presentata direttamente all'Autorità ai fini delle verifiche di cui all'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00, senza onere della preventiva consultazione e della preventiva acquisizione del parere del Comitato.

8.3 Nelle more del completo aggiornamento dei sistemi di gestione funzionale all'efficiente offerta ed erogazione su base settimanale del servizio di cui all'articolo 5, le imprese di stoccaggio possono offrire il medesimo servizio unicamente su base mensile.

8.4 In relazione al gas movimentato nell'ambito delle capacità di stoccaggio conferite per il servizio di bilanciamento utenti non si applicano le disposizioni dell'articolo 14.4 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02.

8.5 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 2 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14775

DELIBERAZIONE 11 novembre 2009.

Integrazioni e modifiche all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 recante «Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale». (Deliberazione ARG/com 170/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

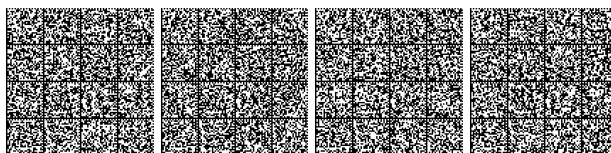
Nella riunione dell'11 novembre 2009

Visti:

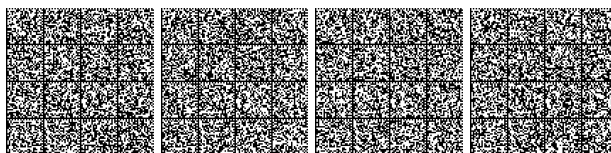
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQV);
- la graduatoria del punteggio globale della qualità dei *call center* IQT delle aziende di vendita di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali pubblicata il 9 maggio 2009 (di seguito: graduatoria IQT) rappresentante il risultato della prima attuazione del TIQV in materia di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e di gas;
- il documento per la consultazione 7 luglio 2009, DCO 19/09, intitolato "Revisione di alcune disposizioni relative alla qualità dei servizi telefonici di cui al testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)" (di seguito: documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione.

Considerato che:

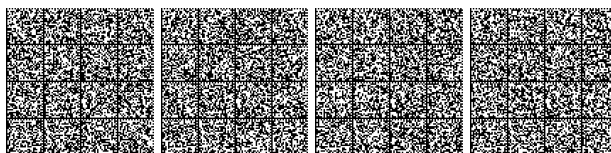
- con il TIQV, in materia di regolazione dei servizi telefonici, sono stati tra l'altro introdotti:
  a. obblighi di servizio minimi ovvero tutte le imprese di vendita di energia elettrica e di gas naturale (di seguito: venditori) che mettono a disposizione dei propri clienti un servizio telefonico senza avvalersi di albero fonico (o IVR), devono, come previsto dal comma 21.1, lettera d), del TIQV dotarsi di *call center* e rispettare gli standard generali di qualità dei servizi telefonici come previsto dall'articolo 27 del TIQV stesso;
  b. punteggi aggiuntivi per i venditori che rispettano i livelli minimi corrispondenti agli obblighi di servizio e gli standard definiti dall'Autorità, che offrono servizi aggiuntivi non richiesti dai requisiti minimi e che abbiano partecipato all'indagine di soddisfazione della propria clientela;
  c. una pubblicazione comparativa del punteggio globale della qualità del *call center* dei venditori di energia elettrica e di gas;
  d. la grave violazione degli standard generali di qualità dei *call center* per due semestri consecutivi, o la violazione degli obblighi generali di servizio di cui al Titolo II della parte III del TIQV, come presupposto per l'apertura di un procedimento sanzionatorio ai sensi dell'Articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95;
- nella prima fase di attuazione della regolazione, che nel complesso ha mostrato di essere adeguata alle nuove condizioni del mercato, si sono tuttavia evidenziate alcune criticità limitate ai seguenti aspetti:
  a. l'applicazione della Parte III del TIQV per i venditori con meno di 5.000 clienti finali che prevede l'obbligo di dotarsi di *call center* ed in generale nell'applicazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici;
  b. il meccanismo dei punteggi aggiuntivi che premia eccessivamente i venditori in relazione all'orario di apertura del *call center* rispetto agli standard minimi obbligatori;
  c. la necessità di definire ed esplicitare i criteri oggettivi con i quali identificare i casi di grave violazione degli standard generali di qualità dei *call center* per due semestri consecutivi, o la violazione degli obblighi generali di servizio;

- con il documento per la consultazione l'Autorità ha formulato proposte migliorative con decorrenza 1° gennaio 2010 in materia di:
    a. esenzione dall'obbligo di dotarsi di *call center* per i venditori con meno di 5.000 clienti finali che operano quasi esclusivamente su scala locale (identificabili con il requisito che la maggior parte dei punti di prelievo/di riconsegna relativi a clienti dagli stessi contrattualizzati siano localizzati in comuni limitrofi) a condizioni che siano dotati di uno o più sportelli fisici;
    b. riduzione dei punteggi da assegnare per l'apertura del *call center* nella fascia oraria 22.00-8.00;
    c. definizione ed esplicitazione dei criteri oggettivi con i quali identificare i casi di grave violazione degli standard generali di qualità;
    d. altre modifiche minori riguardanti:
        i) l'inclusione nella pubblicazione della graduatoria della qualità dei servizi telefonici dei venditori per i quali uno dei punteggi parziali PA o PQ risulti uguale a zero;
        ii) la modalità di calcolo del numero medio di chiamate/giorno pervenute al venditore da parte di clienti che chiedono di parlare con operatore, ai fini dell'eventuale esclusione dall'indagine di *call back*;
        iii) la necessità che il tempo di risposta a reclami scritti multipli sia garantito da uno standard specifico anche nel caso in cui tali reclami siano inviati al venditore da un'Associazione di consumatori;
- da approfondimenti tecnici con i principali venditori e da segnalazioni pervenute da alcune Associazioni di consumatori è emersa da una parte la fattibilità e, dall'altra, l'opportunità di introdurre, in analogia con quanto già fatto per alcuni servizi offerti dalla pubblica amministrazione, un punteggio aggiuntivo che tenga conto della possibilità offerta al cliente che parla con l'operatore di *call center* di esprimere un giudizio sintetico del servizio ricevuto tramite *emoticons*;
- le osservazioni pervenute hanno sostanzialmente condiviso:
    a. l'esclusione dall'obbligo di dotarsi di *call center* per i venditori con meno di 5.000 clienti finali che operano quasi esclusivamente su scala locale e dotati di uno o più sportelli fisici, formulando ulteriori proposte in merito all'orario minimo di apertura (35 ore settimanali) ed al criterio di individuazione della percentuale dei clienti serviti su punti di prelievo/di riconsegna da considerare proponendo che l'80-85% di tali clienti serviti siano localizzati in comuni confinanti e contigui o nello stesso comune o, ancora, nella stessa provincia;
    b. la riduzione dei punteggi da assegnare per l'apertura settimanale del *call center* nella fascia oraria 22.00-8.00;
    c. la necessità di definire ed esplicitare i criteri oggettivi con i quali identificare i casi di grave violazione;
    d. che anche per le graduatorie successive alla prima si continui ad includere nella pubblicazione i venditori per i quali uno dei punteggi parziali PA o PQ risulti uguale a zero;
    e. la modalità di calcolo proposta in consultazione per il numero medio di chiamate/giorno ed in relazione al numero minimo ritenuto opportuno indicano, nella maggior parte dei casi, un valore pari a 200 con riferimento ai giorni di apertura del *call center*;
    f. che il tempo di risposta a reclami scritti multipli sia garantito da uno standard specifico anche nel caso in cui tali reclami siano inviati al venditore da un'Associazione di consumatori, con obbligo per il venditore stesso di fornire un'unica risposta motivata a tale Associazione e di riconoscere, in caso di mancato rispetto di tale standard, un indennizzo automatico al primo firmatario;
    g. che le proposte di revisione entrino in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2010;

- alcuni tra i soggetti che hanno inviato osservazioni hanno espresso profili critici verso le proposte dell'Autorità, che possono essere così sintetizzati per gli aspetti principali:
  a. la necessità di escludere i venditori con meno di 10.000 clienti finali, considerati come somma dei clienti finali di energia elettrica e gas alimentati in bassa tensione e in bassa pressione, dall'obbligo di dotarsi di *call center*;
  b. l'opportunità, per la maggior parte degli operatori, di un'ulteriore riduzione dei punteggi da assegnare per l'apertura settimanale del *call center* nella fascia 22.00-8.00, viceversa una minoranza ha invece espresso il proprio disaccordo circa la proposta dell'Autorità, rilevando l'opportunità di non modificarli;
  c. in relazione alla definizione di grave violazione, l'opportunità, secondo due soggetti, di ridurre ad un solo semestre l'arco temporale di riferimento del mancato rispetto; altri operatori hanno invece proposto una sostanziale mitigazione dei criteri proposti in consultazione, da attuarsi attraverso una diversa modalità di calcolo degli indicatori.

Ritenuto che:

- sia opportuno confermare le proposte formulate nel documento per la consultazione e più nel dettaglio:
  a. la riduzione del punteggio aggiuntivo nella fascia 22.00-8.00 perché la soluzione individuata:
     i) è ritenuta congrua e commisurata all'effettivo traffico telefonico registrato dai venditori nell'orario di apertura notturna;
     ii) è sufficientemente equilibrata per valorizzare le differenti soluzioni tecniche ed operative adottabili per la definizione della strategia commerciale relativa ai *call center*;
  b. la precisazione del presupposto di grave violazione, circoscrivendo la condizione che la determina a quando è riscontrato il mancato rispetto dello standard generale per uno stesso indicatore (AS o TMA o LS) per due semestri consecutivi;
  c. l'inclusione nella pubblicazione della graduatoria della qualità dei servizi telefonici dei venditori per i quali uno dei punteggi parziali PA o PQ risulti uguale a zero poiché si ritiene che tale pubblicazione favorisca la comparazione tra i venditori e ne stimoli il continuo miglioramento;
  d. il valore attuale del numero medio di chiamate/giorno ai fini dell'esonero dall'indagine di soddisfazione dei clienti che hanno parlato con il *call center*, precisando che tale valore è calcolato con riferimento ai giorni di apertura del *call center*;
  e. la disposizione che nel caso in cui il reclamo scritto multiplo sia stato inviato da un'Associazione di consumatori, oltre all'obbligo, già previsto, a carico del venditore di fornire un'unica risposta motivata a tale Associazione, trovino applicazione nei confronti di quest'ultima le disposizioni relative allo standard specifico di cui all'articolo 14 e nei confronti del primo firmatario del reclamo, qualora siano individuabili gli elementi identificativi di cui all'articolo 9, comma 9.3, le disposizioni relative agli indennizzi automatici di cui al Titolo V della Parte II del medesimo TIQV;
  f. la fissazione della decorrenza delle revisioni del TIQV delle disposizioni menzionate a partire dal 1° gennaio 2010;
- sia opportuno accogliere la proposta pervenuta in materia di adozione facoltativa di un *call center* per i venditori con meno di 10.000 clienti finali (comprensivi dei clienti finali in bassa tensione e in bassa pressione) purché almeno l'85% di tali clienti sia localizzato in comuni tra di loro limitrofi (fino ad un massimo di tre) e dotati di uno o più sportelli con

orario di apertura pari ad almeno 25 ore settimanali, poiché tale orario di apertura è ritenuto sufficiente a garantire l'apertura dello sportello almeno per mezza giornata nei giorni feriali;
- non sia opportuno accogliere le proposte pervenute in materia di riduzione ulteriore dei punteggi aggiuntivi o il mantenimento degli attuali per i motivi sopraesposti;
- sia opportuno introdurre un punteggio aggiuntivo che tenga conto della facoltà data dai venditori ai clienti che parlano con l'operatore di *call center* di esprimere un giudizio sintetico del servizio ottenuto tramite *emoticons* con strumenti che abbiano le seguenti caratteristiche:
  a. siano semplici, comprensibili e di immediato utilizzo da parte dei clienti che si rivolgono ai *call center*;
  b. consentano ai clienti di esprimere volontariamente il loro giudizio su almeno tre livelli (servizio buono, sufficiente o scarso) precisando agli stessi clienti che l'informazione ottenuta mediante *emoticons* è parziale rispetto a quella, più ampia ed articolata, acquisita mediante l'indagine di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center*;
  c. interessino tutti i numeri telefonici ricadenti nell'ambito di applicazione del TIQV e consentano una puntuale registrazione dei giudizi espressi dai clienti finali;
- sia necessario provvedere all'eliminazione degli errori materiali contenuti nel TIQV

DELIBERA

1. di introdurre le seguenti modifiche ed integrazioni al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08:
   a) all'articolo 2 (*Ambito di applicazione*) è aggiunto il comma 2.4:
      "2.4 I venditori con meno di 10.000 clienti finali, considerati come somma dei clienti finali di energia elettrica e di gas, e con almeno l'85% di tali clienti serviti su punti di prelievo/di riconsegna localizzati al massimo in tre comuni limitrofi al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento sono esclusi dagli obblighi di cui alla Parte III purché siano dotati di uno o più sportelli aperti al pubblico in uno o più comuni per un numero minimo complessivo di ore settimanali pari a 25.";
   b) all'articolo 11 (*Reclami scritti multipli*), comma 11.1, dopo le parole "il venditore fornisce un'unica risposta motivata a tale associazione." sono aggiunte le parole "Nei confronti dell'associazione trovano applicazione le disposizioni relative allo standard specifico di cui all'Articolo 14 e nei confronti del primo firmatario, di cui siano individuabili gli elementi identificativi di cui all'articolo 9, comma 9.3, trovano applicazione le disposizioni relative agli indennizzi automatici di cui al Titolo V della Parte II del presente TIQV.";
   c) all'Articolo 14, nella tabella 2, le parole "all'Articolo 5" sono sostituite dalle parole "all'Articolo 8";
   d) all'articolo 27 (*Standard generali di qualità dei call center*), comma 27.3, le parole "La grave violazione degli standard generali di qualità dei *call center*" sono sostituite dalle parole "Il mancato rispetto dello standard generale per uno stesso indicatore (AS, TMA, LS)" e le parole "Titolo II della parte III" sono sostituite dalle parole "Titolo I della parte III";
   e) all'articolo 30 (*Indagine di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center*), comma 30.2, dopo le parole: "È esonerato dall'indagine il venditore i cui *call center* abbiano

ricevuto, un numero medio di chiamate telefoniche inferiore a 200/giorno" sono aggiunte le parole "calcolato con riferimento al numero dei giorni di apertura del *call center*";

f) all'articolo 31 (C*aratteristiche ulteriori dei call center*), comma 31.1, è aggiunto il punto "i) disponibilità di un sistema di espressione volontaria da parte dei clienti che si rivolgono ai *call center* di un giudizio sintetico tramite *emoticon* articolato su almeno tre livelli (servizio buono, sufficiente o scarso).";

g) all'articolo 33, comma 33.2, le parole "tabella B" sono sostituite con le parole "tabella 4";

h) all'articolo 33, nella tabella 4 (*Punteggio per l'accesso al servizio (PA)*):
- alla riga corrispondente ai punteggi assegnabili per la "Disponibilità del servizio con operatore", con riferimento all'"Apertura del *call center* per orari con numero di ore settimanali superiori al minimo fissato dall'obbligo di servizio", nella colonna "Punteggio" dopo le parole "3 punti per ogni 5 ore settimanali in più rispetto al minimo fissato dall'obbligo di servizio" sono aggiunte le parole "per le ore di apertura entro la fascia oraria giornaliera dalle 8.00 fino alle 22.00, e 1,5 punti ogni 5 ore settimanali in più rispetto al minimo fissato dall'obbligo di servizio per le ore di apertura entro la fascia oraria giornaliera dalle 22.00 fino alle 8.00";
- è aggiunta la seguente riga:

Emoticons	Predisposizione facoltativa di un sistema di espressione di un giudizio sintetico da parte dei clienti almeno su tre livelli (servizio buono, sufficiente o scarso)	3 punti

i) all'articolo 33 (*Punteggio per l'accesso al servizio*), comma 33.2, dopo le parole "Il punteggio PA" sono soppresse le parole "è maggiore di zero e";

j) all'articolo 34 (*Punteggio per la qualità servizio*), comma 34.2, dopo le parole "Il punteggio PQ" sono soppresse le parole "è maggiore di zero e";

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione, con esclusione di quanto stabilito al punto precedente, lettere d), f) e h), che entra in vigore a partire dall'1 gennaio 2010;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) di cui al punto 1 come risultante dalle modifiche apportate con il presente provvedimento.

Milano, 11 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

09A14776

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G903205/1) Roma, 2009 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **— presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **— presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2010 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO	
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:			
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€	**438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€	**239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:			
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€	**309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€	**167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:			
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€	**68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€	**43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:			
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€	**168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€	**91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:			
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€	**65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€	**40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:			
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€	**167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€	**90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€	**819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€	**431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€	**682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€	**357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2010.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
serie generale	€	1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€	1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€	6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

PARTE I - 5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€	**295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,20)	- semestrale	€	**162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€	**85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€	**53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo	€	**190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%	€	**180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€	18,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI

Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.